NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION

In the Matter of a Public Hearing into the Matter of Certain Terminal, Storage and Related Facilities Owned or Leased and Operated by Dome Petroleum Limited in Windsor, Ontario

January 1986

NATIONAL ENERGY BOARD

In the Matter of a Public Hearing into the
Matter of Certain Terminal, Storage and Related
Facilities Owned or Leased and Operated by
Dome Petroleum Limited in Windsor, Ontario

January 1986

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. NE22-1/1986-1E
ISBN 0-662-14572-0

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

RECITAL AND APPEARANCES
NATIONAL ENERGY BOARD

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations made thereunder, and

IN THE MATTER OF Board Hearing Order MH-5-85 under File No. 1750-C18-1

HEARD at Calgary, Alberta on 29, 30, 31 October and 1, 4 and 5 November 1985

BEFORE:	J.R. Hardie	Presiding Member
APPEARANCES:		
	H.D. Williamson	A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd.
	D.G. Hart, Q.C.	CanStates Energy
	R.A. Pashelka	Chevron Canada Resources
	H. Rea Johnson	CIGAS Products Ltd.; and Monarch Propane Limited
	R.C. Muir, Q.C.	Cochin Pipe Lines Ltd.
	F.M. Saville, Q.C. R. Neufeld	Dome Petroleum Limited
	L. Ricchetti	Dow Chemical Canada Inc.
	P.L. Miller	Esso Resources Canada Limited
	J.E. Nozick	Gulf Canada Limited
	J.E. Carstairs M. Carey	ICG Liquid Gas Ltd.
	R.P. Smith	Interprovincial Pipe Line Limited
	P.R. Murray	PanCanadian Petroleum Limited
	E.S. Decter	Petro-Canada Inc.
	J.B. Ballem, Q.C.	Polysar Limited; and Polysar Hydrocarbons Limited
	R.W. Riegert	Shell Canada Limited
	E.B. McDougall	Trans-Northern Pipelines Inc.
	B. Patterson	Union Gas Limited
	S. Taylor	Westcoast Transmission Company Limited
	J.M. Johnson, Q.C. K.T. Lintel	Minister of Energy for Ontario
	J. Giroux	Procureur général du Québec
	L. Meagher	National Energy Board

Table of Contents

	PAGE
Recital and Appearances	(i)
Glossary of Terms	(v)
List of Abbreviations	(vi)
1. Background	1
1.1 Introduction	1
1.2 Development of the Dome EDS and Cochin Pipelines	1
1.3 Incentive Tariffs During 1985	2
1.4 The Ownership of the Cochin System	2
1.5 The Ownership of the Ethane Storage Caverns	3
1.6 The Operating Agreement for the Cochin System	3
1.7 The Operating Agreement for the Ethane Storage Caverns	3
2. Facilities and Operation	5
2.1 The Fort Saskatchewan Facilities	5
2.2 The Cochin System	5
2.3 The Windsor Terminal	6
2.4 The Eastern Delivery System (EDS)	7
2.5 Other Relevant Facilities in the Sarnia Area	8
2.5.1 The Dow Plant	8
2.5.2 The Dome/Amoco/PanCanadian Plant	8
2.5.3 The IPL System	8
2.5.4 Sarnia to Marysville	8
2.5.5 The Marysville, Michigan Area	9
2.6 Other Storage Options	9
2.7 Handling Interface	9
2.8 Operational Integration of Cochin, the EDS and the Windsor Facilities	10
3. Attracting New Business to the Cochin System	11
3.1 Existing and Forecasted Throughputs	11
3.2 Cochin's Policies for Attracting New Business	12
3.3 Issues Related to the 1985 Summer Incentive Tariffs	12
3.4 The Incentive Tariffs for 1986	13
3.5 The Attractiveness of Cochin Tariffs NEB No. 32 and 33	14
3.5.1 The Risk Associated with the Incentive Tariffs	14
3.5.2 The Structure of the Proposed Tariffs	14
3.5.3 The Likelihood of Shipments UnderTariff NEB No. 32	14
3.5.4 The Likelihood of Shipments UnderTariff NEB No. 33	14

PAGE

4. Initiatives Put Forward by Cochin and Dome for Storage 17

4.1 OC-28 and OC-29 17
4.2 Current Initiatives 17
4.2.1 Facilities Provided by Cochin System 17
4.2.2 The Ethane Shippers Joint Venture Caverns 18
4.2.3 Dome's Caverns and Loading Facilities 18
4.2.4 Dow's Caverns 18
4.2.5 Summary 18
4.3 The Objections of Shippers to These Initiatives 19

5. The Storage and Terminalling Needs of Potential Shippers 21

5.1 Potential Use of the Cochin System and the Windsor Terminal 21
5.2 Windsor versus Sarnia 21
5.3 Storage Needs 22
5.4 The Concerns of Dome and Cochin 22
5.5 General Industry Practice Regarding the Provision of Storage and Terminalling Facilities 22

6. Summary and Conclusions 25

6.1 Relevant Considerations 25
6.1.1 Purpose and Scope of the Hearing 25
6.1.2 The Common Carrier Consideration 25
6.1.3 The Economic Purpose of Regulation 25
6.1.4 The Concerns of Ontario 26
6.1.5 General Industry Practices 26
6.1.6 Changing Circumstances 26
6.2 Specific Issues 26
6.2.1 Cavern I-4 26
6.2.2 The Ethane Shippers' Facilities 26
6.2.3 The Dome Facilities 27
6.2.4 Developing Facilities at Windsor 27

7. Jurisdictional Issues 29

7.1 Arguments Pertaining to the Board's Jurisdiction 29
7.1.1 Arguments in Favour of Board Jurisdiction 29
7.1.2 Arguments Against Board Jurisdiction 30
7.1.3 Other Arguments 30
7.2 Section 59 of the NEB Act 30
7.2.1 Subsection 59(1) 31
7.2.2 Subsection 59(2) 31
7.2.3 Subsection 59(3) 31

PAGE

8. Disposition and Recommendation to the Board 33

8.1 Options 33
8.2 Recommendations 34
8.3 Jurisdiction 35
8.4 Other Considerations 35

Appendices

I Hearing Order No. MH-5-85 37

II Hearing Order No. AO-1-MH-5-85 39

III Cochin System 41

IV Eastern Delivery System and Cochin System 43

V Sarnia Area NGL and Condensate Pipelines 45

VI Windsor Storage Facilities 47

Glossary of Terms

Bypassing:

In order to deliver product from one pipeline into another pipeline of lower capacity, three different methods are employed. In this report these are referred to as bypassing, slipstreaming, and tightlining.

When product is delivered from a pipeline at its full line rate and is transferred into a second pipeline at its lower delivery rate the difference between the volume of product delivered out of the first pipeline and the lower volume of product accepted by the second pipeline is directed into breakout storage. The volume delivered directly into the second pipeline is the bypass volume.

Cochin System:

The Cochin system refers to that pipeline which extends from Fort Saskatchewan, Alberta to Sarnia, Ontario. The Canadian portion of the line is certificated in Canada by OC-29 and is owned by Cochin Pipe Lines Ltd., Dow Chemical Canada Inc., A.G. Pipe Lines, (Canada) Ltd., Shell Canada Limited, and Petro-Canada. It is operated by Cochin Pipe Lines Ltd., a wholly-owned subsidiary of Dome Petroleum Limited. The system includes facilities leased by its owners near Regina (breakout storage) and the pipeline extension from Windsor to Sarnia, both under the jurisdiction of the Board.

Ethane Shippers Joint Venture:

A joint venture of the ethane shippers on the Cochin system. They are Dome Petroleum Limited, Dow Chemical Canada Inc., A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd., Shell Canada Limited and Petro-Canada.

Slipstreaming:

Slipstreaming is when only a portion of the product being carried by the pipeline is withdrawn at a certain delivery point. The balance of the product continues down the pipeline for delivery at downstream terminals. The volume withdrawn is the slipstream volume.

Tightlining:

Tightlining involves the delivery of all of the product being carried by one pipeline into another pipeline without slipstreaming or bypassing. This operation can only be accomplished if the capacity of the second pipeline meets or exceeds the rate at which deliveries from the first pipeline are made. This may require reducing the delivery rate at which the first pipeline is normally capable of operating.

List of Abbreviations

G. Pipe Linc:	A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd.
moco:	Amoco Canada Petroleum Company Limited
bl:	Barrel. 1 bbl is approximately equal to 0.159 m^3
pd:	Barrels per day
loard:	National Energy Board
CanStates:	CanStates Energy
Chevron:	Chevron Canada Resources
CIGAS:	CIGAS Products Ltd.
Cochin:	The Owners of the Cochin System Joint Venture
Columbia:	Columbia LNG Corporation
Consumers:	Consumers Power Co.
Dome:	Dome Petroleum Limited
Dome NGL:	Dome NGL Pipeline Ltd.
Dow:	Dow Chemical Canada Inc.
EDS:	In this report EDS refers to the Eastern Delivery System pipeline which originates in Marysville, Michigan and extends to Green Springs, Ohio via Sarnia and Windsor, Ontario. The Canadian portion of the pipeline is owned by Dome NGL Pipeline Ltd.
Esso:	Esso Resources Canada Limited
F.E.R.C.:	Federal Energy Regulatory Commission (United States of America)
Gulf:	Gulf Canada Limited
ICG:	ICG Liquid Gas Ltd.
IPL:	Refers to the pipelines from Fort Saskatchewan, Alberta to Montréal, Québec, via Sarnia, owned and operated by Interprovincial Pipe Line Limited.

km:	kilometre
kPa:	kilopascal
LPG's:	Liquid Petroleum Gases
m^3:	cubic metre
m^3/d:	cubic metres per day
mm:	millimetre
MAPCO:	Refers to the American pipelines owned and operated by Mid-American Pipeline Co.
NEB Act:	National Energy Board Act
NGL's:	In this report, natural gas liquids include specification ethane, propane and butanes.
NGL mix:	Natural gas liquid mixtures that need to be fractionated to obtain specification product. Typically, an NGL mix available in Eastern Canada consists of propane, butanes, and condensate.
O.D.:	Outside diameter of a pipeline
Ontario:	The Minister of Energy for Ontario
PanCanadian:	PanCanadian Petroleum Limited
Petro-Canada:	Petro-Canada Inc.
Petrosar:	Petrosar Limited
Polysar:	Polysar Limited
Procor:	Procor Limited

psia:	pounds per square inch
Shell:	Shell Canada Resources Limited
SNG:	Synthetic natural gas
Sun-Canadian:	Sun-Canadian Pipe Line Limited
Trans-Northern:	Trans-Northern Pipe Line Company
U.S.:	United States of America

Chapter 1
Background

1.1 Introduction

During the summer of 1985, in the course of the Board's review of new propane tariffs filed for the Cochin system, numerous concerns were expressed by interested parties regarding the proposed introduction of the existing Windsor, Ontario storage and loading terminal as a new propane destination in Cochin's tariffs. Specifically, the availability of the Windsor terminal to potential Cochin propane shippers and therefore its suitability as a new propane terminal for the Cochin system were questioned.

Although the Board authorized the addition of Windsor as a propane terminal in Cochin's tariffs, it also decided to hold a public hearing to respond to the concerns of the potential propane shippers regarding the storage and terminalling arrangements at Windsor. As outlined in Order MH-5-85 (see Appendix I) calling the hearing, the purpose was to provide further information to the Board so that it would be in a better position to assess its position with respect to jurisdiction over the storage and related facilities in Windsor and to determine whether, based on the present and future need for storage and terminalling facilities at Windsor, it should take further action.

1.2 Development of the Dome EDS and Cochin Pipelines

Following the purchase and development of underground storage in Windsor, Ontario by Dome Petroleum Limited, Cochin Pipe Lines Ltd. applied to the Board in late 1972 to construct and operate dual pipelines extending from the Windsor storage site to the international boundary in the Detroit River. Early in 1973, the Board issued Order XO-1-73 to Cochin Pipe Lines Ltd. approving the application. When construction of this facility was completed in late 1973, it formed a link in the Dome EDS connecting the Windsor storage to the U.S. pipeline, thus allowing hydrocarbons from Sarnia, Ontario and the U.S. to be delivered to the storage facility at Windsor by rail and then be injected into the southern portion of the EDS for furtherance to the Columbia LNG Corporation SNG plant at Green Springs, Ohio.

Also in late 1973, an application was made by Dome NGL Pipeline Ltd. to construct a pipeline from the international boundary in the St. Clair River to Sarnia and on to the storage site at Windsor. Permission was also requested to transfer one of the river crossings owned by Cochin Pipe Lines Ltd. to Dome NGL.

The Board issued Certificate OC-28 authorizing the construction and operation of this section of the Dome EDS. It also authorized the requested transfer of the pipeline. Deliveries from Sarnia to Windsor through this pipeline commenced in 1974.

In 1973, Cochin Pipe Lines Ltd. as operator of a joint venture applied to the Board for authorization to construct the Canadian portion of a pipeline (hereinafter referred to as the Cochin system) extending from Fort Saskatchewan, Alberta via Windsor to Sarnia, Ontario. In 1974, the Board issued Certificate OC-29 approving the construction and operation of this pipeline.

The construction of the Cochin system commenced in 1977 and deliveries into the U.S., through its western section, began in June 1978. In 1979, Cochin was authorized to amend its project between Windsor and Sarnia in numerous respects. Included as part of the authorized amendment was the exchange of most of its pipeline between Windsor and Sarnia with a corresponding length of Dome NGL's line. In effecting this transfer, Cochin Pipe Lines Ltd. acquired the Windsor to Sarnia section of the Dome NGL pipeline and made it available to the Cochin system by way of a long-term lease arrangement. The Cochin system also acquired for its own use one of the two existing pipelines from Windsor to the international boundary in the Detroit River that were constructed pursuant to Board Order XO-1-73.

The Windsor to Sarnia section of the Cochin system was completed in October 1979. During 1979, additional storage at Windsor was developed which consisted of three ethane caverns, on behalf of the Cochin Ethane Shippers Joint Venture, and one ethane/ethylene interface cavern, on behalf of the Cochin system.

The ability of the Cochin system to transport ethane and ethylene from Alberta to distant markets makes it a key component of the Alberta Ethane — Ethylene Petrochemical Project. Ethylene is delivered to the Dow Chemical Canada Inc. plant in Sarnia. Ethane for Columbia's SNG plant in Green Springs, Ohio is delivered out of the Cochin system at Riga, Michigan or Windsor for furtherance to Green Springs via the Dome EDS.

1.3 Incentive Tariffs During 1985

Until June 1985, Windsor, Ontario was not specified as a propane delivery point in the Cochin system tariff. Any propane interface, or small quantities of propane that arrived in Windsor through the operation of the pipeline, became the property of the Cochin system pursuant to the operating agreement. Once at Windsor, these volumes were sold by the Cochin system to Dome and therefore no toll was payable.

In the spring of 1985, Dome, one of the joint owners of the Cochin system, offered to ship during July and August of that year, 15 900 m^3 (100,000 bbls) of propane from Fort Saskatchewan to Windsor. It negotiated a total toll of \$19.18/m^3 (\$3.05/bbl) under a ship-or-pay contract with the owners of the Cochin system. This toll represented a 45 percent discount from the regular total Cochin system toll that applied to ethane and ethylene. To effect this shipment, Cochin filed with the Board, on 3 June 1985, propane tariff NEB No. 27 which added Windsor as a delivery point for propane, effective 30 June 1985. Cochin also filed propane tariff NEB No. 29 on 18 June 1985 which provided reduced tolls for propane shipments of a minimum 7 900 m^3 (50,000 bbls) to a single destination in a 30-day period under a ship-or-pay contract. Tariff NEB No. 29 was scheduled to be effective on 1 July and to expire on 1 September 1985.

The filing of tariffs NEB No. 27 and NEB No. 29, drew several interventions from interested parties. On the basis of this information the Board accepted tariff NEB No. 27, but found tariff NEB No. 29 to be unjustly discriminatory and suspended it pursuant to Order TO-7-85 dated 28 June 1985.

Cochin filed a further tariff, NEB No. 31, on 18 July 1985. This tariff was identical to the suspended tariff, except that it reduced the minimum ship-or-pay volume from 7 950 m^3 (50,000 bbls) to the greater of

(a) 790 m^3 (5,000 bbls) in a 30-day period or

(b) 185 percent of the average of the previous five year shipments for the corresponding 30-day period.

The Board accepted tariff NEB No. 31 which was effective 18 July 1985 and which was to expire on 1 September 1985.

On 16 July 1985, Cochin also filed ethylene tariff NEB No. 30 to provide for short-term shipments of ethylene from Fort Saskatchewan, Alberta to the Dow plant at Sarnia, Ontario at a 45 percent discount off the regular toll. This tariff was in response to an expression of interest from Dow to tender an incremental shipment of 23 800 m^3 (150,000 bbls) of ethylene during July and August 1985, conditional upon the approval of an incentive tariff. Dow is an owner of the Cochin pipeline and the only shipper of ethylene to date on the Cochin system. The Board accepted tariff NEB No. 30 which was to go into effect on 15 August 1985 and expire on 1 September 1985.

Subsequently, the expiry dates of both tariffs NEB No. 30 and NEB No. 31 were extended to 14 September 1985 in order to allow for the delivery of shipments which had already been tendered.

1.4 The Ownership of the Cochin System

The Canadian sections of the Cochin system, excluding the Windsor to Sarnia section of the pipeline, are owned in undivided percentage interest pursuant to the Joint Venture Agreement for the Construction, Operation and Maintenance of Cochin Pipeline, dated 14 September 1976, as amended. The present ownership is:

Cochin Pipe Lines Ltd. (a wholly-owned subsidiary of Dome Petroleum Ltd.)	32.5%
Dow Pipeline Ltd. (a wholly-owned subsidiary of the Dow Chemical Co.)	32.5%
A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd. (a wholly-owned subsidiary of NOVA, An Alberta Corporation)	20.0%
Petro-Canada Inc. (a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada)	10.0%
Shell Canada Resources Limited (a wholly-owned subsidiary of Shell Canada Ltd.)	5.0%
	100.0%

The Windsor to Sarnia section of the system is owned by Cochin Pipe Lines Ltd. and is made available for use by the Cochin pipeline through a long-term lease. A similiar arrangement allows the Cochin system to use certain storage facilities owned by Procor Limited located near Regina, Saskatchewan.

The U.S. section of the Cochin system is owned in undivided percentage interest by:

Dome Pipeline Corporation (a wholly-owned subsidiary of Dome Petroleum Ltd.)	32.5%
Midland Pipeline Corp. (a wholly-owned subsidiary of The Dow Chemical Co.)	32.5%
A.G. Pipe Lines Inc. (a wholly-owned subsidiary of NOVA, An Alberta Corporation)	20.0%
Pacific Pipelines Inc. (a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada)	10.0%
Salmon Pipelines Ltd. (a wholly-owned subsidiary of Shell Canada Ltd.)	5.0%
	100.0%

1.5 The Ownership of the Ethane Storage Caverns

The three ethane storage caverns designated as E-1, E-3 and E-5 are owned in undivided percentage interest pursuant to the Agreement for the Construction, Ownership and Operation of the Windsor Storage Facility, dated 1 December 1977, as amended. This Agreement has been referred to as the Ethane Shippers Joint Venture Agreement. The ownership is:

Dome Petroleum Ltd.	32.5%
Dow Chemical Canada Inc. (a wholly-owned subsidiary of The Dow Chemical Co.)	32.5%
A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd. (a wholly-owned subsidiary of NOVA, An Alberta Corporation)	20.0%
Petro-Canada Inc. (a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada)	10.0%
Shell Canada Resources Ltd. (a wholly-owned subsidiary of Shell Canada Ltd.)	5.0%
	100.0%

The Ethane Shippers also own, pursuant to other agreements, certain ethane and propane storage and handling facilities near Fort Saskatchewan, Alberta, surface piping facilities connecting the ethane caverns at Windsor to the Cochin system and EDS pipelines, and a dehydration facility at Windsor (see Appendix VI).

1.6 The Operating Agreement for the Cochin System

The operation and maintenance of the Canadian sections of the pipeline is carried out pursuant to the Joint Venture Agreement for the Construction, Operation and Maintenance of Cochin Pipeline, dated 14 September 1976, as amended.

The Agreement designates Cochin Pipe Lines Ltd., as the operator of the pipeline, sets forth its functions as the operator, and the conditions under which the operator can be changed. The Agreement establishes an operating committee which consists of one representative from each owner with voting strength in proportion to the ownership percentage. The representative of the operator is the chairman of the operating committee.

The operating committee exercises general control and supervision with respect to the construction, operation and maintenance of the pipeline and approves any capital or operating budgets. Pursuant to the Agreement, a Cochin pipeline tariff requires the approval of the operating committee by an 85 percent vote of the ownership holding.

With respect to pipeline expansion, the Agreement stipulates that any expansion involving the construction of a pipeline extension, a lateral, or a storage facility, requires an affirmative vote of 85 percent of the ownership holding. It further provides that under certain conditions an owner may elect not to participate in any proposed expansion. However, no owner may decline to participate in an expansion ordered by a government authority.

Neither the Cochin system nor its operator, Cochin Pipe Lines Ltd., has any employees. Employees that are engaged in the operation of the Canadian sections of the Cochin system are employees of Dome.

1.7 The Operating Agreement for the Ethane Storage Caverns

The operation and maintenance of the ethane storage caverns are carried out pursuant to the Agreement for the Construction, Ownership and Operation of the Windsor Storage Facility, dated 1 December 1977, as amended. The Agreement establishes an operating committee which consists of one representative from each owner, with voting strength in proportion to the ownership interest. The Agreement designates Dome as the operator of the storage facilities. It also stipulates that no other owner is entitled to replace Dome as operator of the facilities unless Dome or its affiliates cease to act as operator of the Cochin system, in which case a new operator of the storage facilities may be appointed by the operating committee. The representative of the operator is the chairman of the operating committee.

The operating committee exercises general control and supervision with respect to the construction, operation and maintenance of the facilities. The Agreement provides that any tariff for storage will require an affirmative vote of 85 percent of the ownership interest. The operating committee approves any agreements related to the facility, including any proposal to lease the facility to others.

The Agreement provides for the allocation of operating costs to the Dome NGL facility, the Cochin interface facility and the ethane storage facility. Pursuant to Exhibit "E" of the Agreement, the allocation of the operating costs of the Windsor Common Cost Centre (those costs that are not directly attributable to any specific Windsor facilities) is subject to adjustment from time to time but is currently made as follows:

Storage	
— NGL (Dome NGL Facility)	10%
— Ethane (the Ethane Storage Facility)	35%
— Cochin (the Cochin Interface Facility)	5%
Canadian pipelines	
— NGL	5%
— Cochin	20%
U.S. pipelines	
— NGL	20%
— Cochin	5%

At Windsor, Dome employees are responsible for operating the Dome facilities, the Cochin system facilities, the Ethane Shippers' facilities and the Dome EDS facilities.

Chapter 2
Facilities and Operation

2.1 The Fort Saskatchewan Facilities

The Cochin system extends from Fort Saskatchewan, Alberta to Sarnia, Ontario. Most of its shipments are initiated from the underground storage facilities in Fort Saskatchewan which are owned by various companies and joint ventures. Among these are Dow, Dome and Amoco Canada Petroleum Company Limited jointly, and the Ethane Shippers Joint Venture. The storage of the latter group is operated by Dome. There is also storage for NGL mix, propane, butanes and condensate. This storage is connected to a fractionation plant at Fort Saskatchewan operated by Chevron Canada Resources on behalf of a joint venture in which Dome and Gulf Canada Limited are partners. A storage facility owned by Procor, in Beamer across the river from Fort Saskatchewan, is connected by pipeline to the Cochin facilities. However, the delivery rates from this line are not sufficient to initiate batches.

The Ethane Shippers provide batch accumulation and injection facilities. Dow and Dome-Amoco deliver directly from their storage into the Cochin pipeline. The fractionation plant and storage facilities operated by Chevron are also connected directly to the Cochin system and are capable of initiating batches.

A terminalling fee, depending on the service provided, is established by the owners of the facilities at Fort Saskatchewan. The terminalling fee for the ethane caverns includes a fee for batch accumulation and injection into the Cochin system. Cochin, itself, does not charge a fee for injection into its system. The fees have been determined without either federal or provincial regulatory intervention and have been accepted by industry. According to the evidence at the hearing, the various owners charge similar fees which may be a result of competition.

2.2 The Cochin System

The Cochin system (see Appendices III and IV) extends from Fort Saskatchewan, Alberta to Sarnia, Ontario. The 323.9 mm O.D. pipeline is 3 060 km in length and includes 31 pump stations. The Canadian portions of the pipeline, which are subject to the Board's regulation, consist of 1 125 km of pipeline and 11 pump stations.

The pipeline was designed to ship ethylene and specification NGL's (although it has never shipped butanes). A recent development has been the successful shipment of a test batch of an NGL mix from Kerrobert, Saskatchewan to Dome's storage caverns at Windsor. This has led to the proposal for an NGL mix tariff by Cochin. Historically, the system has delivered ethane to Riga, Michigan and Windsor, propane to various U.S. delivery points, ethylene to Sarnia, and product interface to Windsor. Over half of these deliveries have been ethane.

The 1985 summer propane incentive tariff resulted in the shipment of large batches of specification propane to Windsor for the first time. In Windsor, some of this propane was bypassed through to the EDS, for furtherance to Sarnia.

The capacity of the pipeline varies depending on the products shipped and the number of batches in it at one time. In its current use, Cochin described the pipeline as having a capacity of approximately 14 300 m^3/d (90,000 bpd). The addition of NGL mix, depending on the size and frequency of the batches, would reduce the capacity to approximately 12 700 m^3/d (80,000 bpd). The introduction of batches of butanes would further reduce the pipeline capacity. However, Cochin indicated that certain "debottlenecking" types of projects could be carried out to marginally increase the capacity of the line. While the transit time from Fort Saskatchewan to Windsor varies with line rate. Cochin estimated that, for 1984, it averaged approximately 36 days.

Beyond Windsor, the Cochin system continues directly into the Dow plant in Sarnia. The capacity of this portion of the system is also 14 300 m^3/d (90,000 bpd), although it is dedicated to ethylene shipments only and therefore is idle many days of each month.

In addition to the injection facilities at Fort Saskatchewan, temporary NGL mix injection facilities were provided by the Cochin pipeline at Kerrobert to initiate the test batch of NGL mix. These temporary facilities

allow the Cochin pipeline to ship 950 m^3 (6,000 bbls) of NGL mix on average per day. However, shipping in this manner could cause some operational difficulties. Cochin stated that new facilities may have to be installed at Kerrobert and Fort Saskatchewan for the long-term shipping of NGL mix.

Underground storage facilities in Regina, owned by Procor, are leased by the Cochin system as breakout storage to enhance its operation. Five caverns have been leased, three of which are being used for either ethane or propane storage. Product has also been received into these storage caverns from the adjoining Procor facility for shipment through the Cochin pipeline. The facilities are operated as part of the Cochin system by Dome.

The Cochin system provides surface propane storage and loading facilities at five terminals in the U.S.: Benson, Minnesota (capacity of 4 900 m^3 (31,000 bbls)); Carrington, North Dakota (capacity of 2 900 m^3 (18,500 bbls)); Mankota, Minnesota (capacity of 2 700 m^3 (17,000 bbls)); New Hampton, Iowa (capacity of 3 200 m^3 (20,000 bbls)); and Milford, Indiana (capacity of 4 800 m^3 (30,000 bbls)), all of which are regulated by the Federal Energy Regulatory Commission. A public tariff is charged for terminalling propane off the Cochin system at these locations. The terminalling charge includes various services, for example, at Benson, the charge of $.92 (U.S.) per bbl includes five days terminalling storage as well as use of tank car and truck loading facilities. It was explained that these facilities are provided as part of the Cochin system because, during the planning stages of the pipeline in 1976, Cochin determined that, in order to attract propane customers in the U.S., it would be necessary to construct terminals with tank car
loading facilities.

Ethane/ethylene interface storage is also provided by the Cochin system at Windsor. Storage facilities owned by others and the EDS pipeline can be accessed from the Cochin system at Windsor (if the interconnecting facilities are made available). The Cochin system also connects to the EDS and Mid-American Pipeline Co. pipelines in the U.S.

2.3 The Windsor Terminal

The Windsor terminal (see Appendix VI) is located on a 33 hectare (81 acre) site at km 2 923 of the Cochin system and serves as a link to the Dome EDS. The Sarnia-Windsor corridor is underlain by salt beds which are ideal for the underground storage of hydrocarbons. At the Windsor site, the following caverns have been developed.

(i) One 12 719 m^3 (80,000 bbl) cavern (I-4) which is part of the Cochin system and is presently used for storing the ethane/ethylene interface;

(ii) Three caverns (E-1, E-3 and E-5) of a total capacity of 144 363 m^3 (908,000 bbls) which are owned by the Ethane Shippers Joint Venture and are presently used for the storage of ethane received from the Cochin system and destined for Green Springs, Ohio via the Dome EDS system;

(iii) Three caverns (32, 33 and 35) of a total capacity of 480 150 m^3 (3,020,000 bbls) which are owned by Dome. Two of these caverns are used to store NGL mix from the Dome plant in Sarnia while the other (cavern 35), which is 81 085 m^3 (510,000 bbls), is now being used to store specification propane; and

(iv) Two caverns (B7 and P8), each with an approximate capacity of 55 700 m^3 (350,000 bbls), owned by Dome. These caverns are full of brine and are not presently connected to hydrocarbon facilities.

Surface facilities at Windsor include the following:

(v) A sixteen-spot rail and truck loading facility, owned by Dome and used to supply the local propane markets as well as export markets. (The rail facility was originally built as an unloading facility — see Section 1.2);

(vi) Dehydration facilities, including four calcium chloride dryers, used to dehydrate liquids upon exit from the caverns. Two of these are owned by Dome and the others by the Ethane Shippers Joint Venture;

(vii) Various pumps and metering facilities which are owned separately by the Cochin system, the Ethane Shippers Joint Venture, Dome and Dome NGL; and

(viii) Surface piping which is owned separately by the four entities. It is noteworthy that there are separate piping connections between the Cochin system and the EDS which are owned by the Ethane Shippers Joint Venture and by Dome.

The ethylene shipment through the Cochin system and directly into the Dow plant at Sarnia requires no Windsor storage. However, in the absence of facilities in Sarnia necessary to remove interface material in the Cochin system, cavern I-4 in Windsor is used to store the ethane/ethylene interface. If an alternative means of handling the interface could be developed (see Section 2.7) then I-4 could be used to store specification product in the future. Furthermore, Cochin indicated that the capacity of this cavern could be increased to 47 700 m^3 (300,000 bbls) although it was estimated

that the conversion would cost $100,000 and take a year to complete. Consistent with its position on the jurisdiction of the other Windsor storage caverns, Cochin indicated that if I-4 was not required to supply interface storage for the system, then it would consider seeking to have it removed from the Board's jurisdiction.

As a result of a decline in demand for ethane to supply the Columbia SNG plant (see section 3.1), the possibility of surplus storage capacity in caverns E-1, E-2, and E-3 was raised by Cochin. If surplus capacity were to develop, Cochin indicated that these caverns could be converted to store other products such as propane, at an estimated cost of $100,000 per cavern. The conversion entails modifications to the surface piping. It was also suggested that two caverns per product are necessary in order for a cavern to be taken out of service for maintenance and to ensure that injection into storage can be accomplished at line rate. Presently only cavern E-2 has an injection rate that is less than the delivery rate of the Cochin pipeline. It is possible to increase the injection rate by drilling a second well into a cavern, however, there is a risk that this could result in the loss of the cavern. If the injection rate problems were solved, the use of one cavern as a common spare could satisfy the maintenance considerations.

From the time that the section of the EDS from Sarnia to Windsor was completed until 1984, caverns 32, 33 and 35 were utilized to store NGL mix that was surplus to the storage capacity for the Dome/Amoco/PanCanadian Petroleum Limited fractionation plant in Sarnia. Caverns 32 and 33 continue to store NGL mix but, since 1984, cavern 35 has been converted to propane storage. This allows propane markets to be served in Windsor through the loading facilities which are connected to cavern 35. All three caverns are connected by surface piping owned by Dome to both the Cochin system and the EDS.

Dome is planning to commission its caverns B-7 and P-8 to satisfy its additional storage requirements. These caverns are scheduled to be in service in the summer of 1986. Dome and Cochin estimated that if a new cavern of similiar size were necessary at Windsor, then it would cost approximately $1,200,000 and could require up to two years to construct.

With respect to the future need in Windsor for additional tank car loading facilities, Dome indicated that there was space for a further four loading arms beside the existing sixteen and that these would be relatively inexpensive to construct.

2.4 The Eastern Delivery System (EDS)

The EDS pipeline extends from Marysville, Michigan in the north, to Greensprings, Ohio in the south, via Sarnia and Windsor (see Appendix IV). The section between Sarnia and Windsor can ship product in either direction. The system has pump stations at Sarnia and Windsor, and at Riga, Michigan. The Canadian section of the system is owned by Dome NGL (a wholly-owned subsidiary of Dome Petroleum Limited).

The pipeline is 219.1 mm O.D. from Marysville to the Sarnia plant; 323.9 mm from the Sarnia plant to the Lambton Junction (just south of Sarnia); 273.1 mm from the Lambton Junction to the Windsor terminal; and 323.9 mm from the Windsor terminal to Green Springs, Ohio. Connections to other pipelines exist at Riga, Michigan (Cochin); Woodhaven, Michigan (Buckeye Pipe Line Co.); Windsor (Cochin); just south of Sarnia (Petrosar Limited lateral), at the Sarnia plant to numerous pipelines and at Marysville (Shell Pipe Line Co.). The Cochin system and the EDS are also connected near the Lambton junction with 114.3 mm O.D. pipe but this connection is not used. All pipeline connections at the Sarnia fractionation plant, including the connection between the Marysville to Sarnia and Sarnia to Windsor sections of the EDS, involve the use of piping and breakout storage that are the property of the plant owners. As discussed in section 2.3, a similiar situation exists with respect to the connection between the EDS and the Cochin system at Windsor.

The Marysville to Sarnia section of the system is used to deliver NGL mix to the Sarnia plant for storage and subsequent fractionation. This pipeline is not presently capable of operating in the other direction.

The capacity of the Windsor to Sarnia section of the EDS is rated at 6 300 m^3/d (40,000 bpd) but actual throughput is restricted by the receiving capacity of the caverns at the Sarnia plant. These facilities are not designed to receive at EDS flow rates. Another restriction in the receipt capacity at Sarnia is the fact that some of the caverns are sometimes used simultaneously to receive propane, or other NGL's, from the Sarnia plant.

Deliveries to the Petrosar lateral, through a 114.3 mm O.D. pipe, require a 6 895 kPa (1,000 psia) delivery pressure, which may cause a reduction in the capacity of the Windsor-Sarnia pipeline when used for deliveries initiated in Windsor.

The capacity of the EDS is a limiting factor in the amount of propane that can currently be shipped from western Canada to Sarnia via the Cochin system and the EDS by bypassing the Windsor terminal. Transfers from the Cochin system to the EDS at Windsor could occur directly, without the need for storage, if the capacity of the EDS between Windsor and Sarnia were increased to equal that of Cochin, by adding pumping stations. The maximum rate at which propane has been bypassed is 4 900 m^3/d (31,000 bpd). This throughput rate was partly due to the restricted injection rate into the Sarnia storage.

Currently, six product movements are made on the Windsor-Sarnia section of the EDS, as follows:

(i) NGL mix from the Sarnia fractionation plant to the Windsor storage facilities;

(ii) NGL mix from Windsor storage to the Sarnia fractionation plant;

(iii) propane from Sarnia to Windsor;

(iv) propane from Windsor to Sarnia;

(v) butanes and propane from Sarnia bypassing Windsor storage to the export markets; and

(vi) propane from the Sarnia plant to the Polysar Limited lateral.

Historically, the only shippers on the EDS between Windsor and Sarnia have been Dome and Amoco.

The capacity of the pipeline between Windsor and Green Springs, Ohio is approximately 13 500 m^3/d (92,000 bpd). Since Columbia's Green Springs, Ohio SNG plant has no storage, it must have a continuous supply of ethane. To achieve this, ethane can be transferred directly to the EDS from the Cochin system either at Riga, Michigan or Windsor, or it can be transferred to the EDS from the storage caverns in Windsor. This latter transfer occurs when, due to batching in the Cochin system, ethane is not availabe in the pipeline at either Riga or Windsor.

2.5 Other Relevant Facilities in the Sarnia Area

2.5.1 *The Dow Plant*

The Cochin pipeline system ends at the Dow plant in Sarnia. On the site, there are eight storage caverns for LPG's and four brine caverns owned by Dow. The total capacity of the LPG storage caverns is approximately 318 000 m^3 (2,000,000 bbls). There are several petrochemical lines leaving the Dow storage area, but there are no NGL lines to other plants.

The Cochin system could deliver products (in addition to ethylene) to the Sarnia area, specifically to the Dow site, at the same delivery rate as into Windsor, provided storage was available at the Dow plant. The Cochin owners and Dow have begun negotiations on this proposal, and Dow has undertaken a feasibility study to examine the proposal. The results of this study were expected about the end of 1985.

Although the discussions are only at a preliminary stage, the Dow representative on the Cochin panel said that his company is investigating converting four existing brine caverns, each of a capacity of 16 000 to 32 000 m^3 (100,000-200,000 bbls), to LPG storage use. This would allow one cavern for each of ethane, propane, and interface and a spare cavern for emergencies. Dow has not considered developing new caverns. The development of new caverns could be limited by the existence of designated gas reefs in the area since the Ontario Government prohibits drilling within one mile of such reefs.

Cochin considers that storage at Dow would be the best long-term solution for the transportation of ethane, propane and NGL mix from western Canada to Sarnia.

2.5.2 *The Dome/Amoco/PanCanadian Plant*

This plant is located at the northern terminus of the Windsor-Sarnia section of the EDS. The complex is a large plant for the fractionation of NGL mix with extensive underground storage facilities. There are 270 000 m^3 (1,700,000 bbls) of storage capacity for NGL mix designed to accept full stream delivery from the IPL system and 570 000 m^3 (3,590,000 bbls) of storage for LPG products from the plant. The LPG caverns are designed to accept plant production at a maximum rate of 2 550 m^3/d (16,000 bpd). The storage at the Sarnia plant was built for the operation of the fractionation plant, and this remains its primary use.

The EDS does not own any storage caverns at the Sarnia plant. A potential shipper on the EDS must make arrangements with the respective owners of the Dome/Amoco/PanCanadian facilities or the Petrosar facilities in order to ship on the EDS to or from Sarnia.

2.5.3 *The IPL System*

The Interprovincial Pipe Line Limited pipeline system, extending from Edmonton, Alberta to Sarnia, Ontario (via Marysville), provides the main source of NGL's in Sarnia. It transports these in an NGL mix consisting mainly of propane, butanes, and condensate. In Sarnia, the mixture is delivered to the Dome/Amoco/PanCanadian fractionation plant where specification product is produced. At present, this plant is the only recipient of NGL mix from the IPL line.

Recently, IPL has experienced capacity shortfalls in the line carrying NGL mix. To solve the problem of volumes tendered for shipment exceeding the available capacity, IPL has initiated apportionment procedures and has also filed an application with the Board for a major expansion of capacity.

2.5.4 *Sarnia to Marysville*

Other than the EDS and IPL, there are three other NGL and condensate pipelines between Sarnia and Marysville (see Appendix V).

(i) Dome/Amoco:

Dome NGL and Amoco jointly own two pipelines, each 219.1 mm O.D., between Sarnia and

Marysville. One of the lines is for LPG and carries propane, and occasionally butanes, from the Dome/Amoco/PanCanadian fractionation plant in Sarnia to the Consumers Power Co. plant in Marysville. The LPG line cannot readily batch different specification products and it is not currently able to operate in the opposite direction. The other line is for condensate and it can operate in either direction.

Both pipelines utilize 141.3 mm O.D. river crossings and the condensate line includes a 152.4 mm O.D. lateral to the Petrosar plant.

(ii) Sun-Canadian Pipe Line Limited:

The 219.1 mm O.D. Sun pipeline also crosses from Marysville to Sarnia. The pipeline originates in Toledo, Ohio and ships crude oil, butanes and propane to Sarnia. The Canadian section is owned and operated by Sun-Canadian.

All of these lines start or finish within the Sarnia fractionation plant and as such, do not connect to the Windsor-Sarnia EDS line except through the plant owners' facilities. In order to transfer product between the EDS and any of these three 219.1 mm O.D. pipelines, access to the plant storage at Sarnia is required. For example, it is possible to ship propane through the EDS from Windsor to Sarnia and then via the 219.1 mm LPG line to Marysville, but due to the different capacities, breakout storage at the Sarnia plant is required if the two systems are to be operated efficiently.

2.5.5 *The Marysville, Michigan Area*

During the course of the hearing, discussion took place on whether storage was needed in Sarnia rather than Windsor. Evidence was submitted on the availability of storage in Marysville, Michigan, across the river from Sarnia.

CanStates Energy, a partnership of Rankin Petroleum Marketing Limited (a wholly-owned subsidiary of Polysar Limited) and Polysar, operates the Consumers' SNG plant at Marysville, Michigan with storage, truck and rail facilities. Existing storage at the site totals 176 000 m³ (1,100,000 bbls). Currently, only 17 000 m³ (107,000 bbls) are in gas liquids service. The remainder is for the storage of intermediate products. This facility is currently connected to the IPL, Dome-Amoco, Sun and EDS pipelines previously mentioned.

In addition to the existing storage at Marysville, CanStates is engaged in an expansion of storage capacity at the Consumers' site. The expanded facility will have nine caverns, each with an estimated final size ranging from 33 390 m³ (210,000 bbls) to 125 130 m³ (787,000 bbls). It was estimated that the expansion would be completed by the end of 1986 and provide a total storage capacity of 815 940 m³ (5,132,000 bbls).

Polysar is proposing to build a connection to either the Dome EDS or Cochin lines to transport product to storage at the Consumers' plant in Marysville. The details of this line are unconfirmed, but it is expected to be completed by the summer of 1986. Polysar anticipates that the line will be operated as a regulated common carrier. Polysar may be willing to take the ethylene/ethane interface into storage at Marysville and, depending on the economics, use the interface as either a feedstock or a fuel supply in its Petrosar plant. This offers the possibility of eliminating the need for interface storage at Windsor or at the Dow plant.

CanStates is developing a 4 800 m³/d (30,000 bpd) fractionation facility at Marysville and hopes to have it on stream in the third or fourth quarter of 1986.

St. Clair Underground, located near Marysville also has underground storage facilities consisting of approximately 275 000 m³ (1,730,000 bbls) of which 190 000 m³ (1,200,000 bbls) is usable for gas liquid storage.

2.6 Other Storage Options

Dome has not considered the development of additional storage at the Sarnia fractionation plant. It estimates that a new cavern at the site of the Sarnia pump station would cost $1,750,000, not including surface facilities.

With respect to the potential for other further underground storage cavern development in the Windsor-Sarnia corridor, a witness representing the Minister of Energy for Ontario stated that 14 new caverns are currently being developed in the Sarnia-Windsor area, although not all of these are intended for hydrocarbon use. It was his opinion that, despite restrictions governing the disposal of the brine produced in washing the caverns (and the time and investment involved), there was virtually unlimited potential for underground storage in the Windsor to Sarnia corridor.

2.7 Handling Interface

Since Cochin is responsible for disposing of interface material transported through its line, it is presently negotiating with various fuel customers in both the Sarnia and the Windsor-Detroit areas regarding sale of the ethane/ethylene interface. These negotiations are underway since the Columbia SNG plant, which currently uses the interface material, may be ceasing operations.

If ethylene batches could be sufficiently buffered to satisfy the strict purity requirements, then propane, NGL mix and other products could also be shipped to

Sarnia through the Cochin line. However, to effect this change, Cochin would have to successfully market the ethylene interface material in the Sarnia area and develop storage for the other products transported through the line to Sarnia.

CanStates stated that it has the technical ability to handle an ethane/ethylene interface at Marysville. Polysar may also have a potential market for that interface in Sarnia.

With respect to other buffer materials for the ethylene, Cochin stated that it would be difficult to market an NGL mix/ethylene interface because of its high price. It was also indicated that the Dow plant could not use the particular product mixtures expected in a propane/ethylene interface.

2.8 Operational Integration of Cochin, the EDS and the Windsor Facilities

Dome employees operate the Cochin system, the Windsor terminal, and the EDS. The Cochin system between Sarnia and Riga and the EDS are controlled through the Dome control centre in Sarnia. The control centre for the Cochin system from Fort Saskatchewan to Riga is located in Calgary. Both centres are operated by Dome personnel and have access to the same data for monitoring movements between Riga and Windsor. Consequently, both centres share enough data to coordinate their systems' operations. The dispatching orders for the Cochin system and the EDS originate with the Cochin schedulers in Calgary and Dome in Calgary, respectively. The actual coordination of the scheduling of shipments is done, in consultation with the appropriate dispatcher in Calgary, through the appropriate local control centre. The two control centres are integrated to the extent that scheduling can be arranged so that shipments can be transported from Fort Saskatchewan to Sarnia using both Cochin and the EDS.

Chapter 3
Attracting New Business to the Cochin System

3.1 Existing and Forecasted Throughputs

The Cochin pipeline system was constructed to transport to market quantities of ethane and ethylene surplus to Alberta's requirements. Surplus ethane served fuel markets in the U.S., whereas ethylene was shipped to Dow's Sarnia facilities as a petrochemical feedstock. From 1978 until 1984, the Cochin system transported ethane, ethylene and propane at close to full capacity. The shipments of propane to U.S. terminals were initiated in 1978 to permit Cochin to maintain lower ethane and ethylene tariffs. Cochin submitted that it was not until 1985 that the Cochin system throughput fell off appreciably, primarily due to decreasing U.S. fuel markets for ethane.

Cochin testified that it was the commitment of the ethane and ethylene shippers, pursuant to shipping agreements, that permitted the construction of the Cochin system. The shipping agreements, which contain ship-or-pay clauses applicable to the ethane and ethylene shippers, are in place for twenty years from the commencement of shipments and cannot be terminated during the first ten-year period but can be terminated thereafter if a notice of termination is provided two years prior to the effective date. The first opportunity for the shippers to terminate the agreement would be at the end of 1988 for ethane and 1989 for ethylene. Cochin indicated that it does not know what the ethane or ethylene shippers' intentions are at this time with respect to termination of the shipping agreements.

Cochin stated that deliveries of ethane to Columbia's Green Springs, Ohio SNG plant have declined and accordingly, there will probably continue to be an under-utilization of its system. On a daily basis, ethane shipments to Green Springs, Ohio were 7 700 m^3 (48,739 bbls) and 6 800 m^3 (42,703 bbls) in 1983 and 1984 respectively, and were forecasted for 1985 at 4 300 m^3 (27,000 bbls).

Cochin also indicated that there was a possibility that deliveries to Columbia would terminate in the spring of 1986, although they had not received a notice of termination at the time of the hearing (90 days advance notice is required).

Dow is the only ethylene shipper on the Cochin system. As of July, its 1985 shipments had averaged 1 100 m^3/d (6,860 bpd).

For 1986, Cochin provided the following forecast:

COCHIN PIPELINE SYSTEM
1986 FORECASTED VOLUME THROUGHPUT
BPD

QUARTER	PROPANE[1]	ETHYLENE	NGL MIX[2]	SUB-TOTAL	ETHANE[3]	TOTAL[3]
1st	20.800	6.800	6.300	33.900		
2nd	6.500	8.900	6.300	21.700		
3rd	8.000	10.900	6.300	25.200		
4th	28.300	3.300	6.300	37.900		
AVERAGE	15.900	7.500	6.300	29.700	17.800	47.500

(1) Does not include incentive tariff volumes.

(2) Quantities to be shipped pursuant to the NGL incentive tariff. Does not include the potential for IPL to lease up to 25,000 bpd of space.

(3) Quarterly breakdowns were not provided, although it was indicated that first quarter ethane throughput would be 23,000 to 25,000 bpd.

Cochin's 1986 forecast of 7 500 m^3/d (47,500 bpd) of propane, ethylene, NGL mix, and ethane compares with a current capacity of 14 310 m^3/d (90,000 bpd). The addition of NGL mix reduces the system capacity to 12 720 m^3/d (80,000 bpd). Thus for 1986, there is potential spare capacity of approximately 5 000 m^3/d (32,000 bpd).

Cochin testified that its 1986 average daily throughput forecast of 7 500 m^3/d (47,500 bpd) assumed that Columbia's ethane demand would fall to zero by March 1986, but that there would be fuel markets in the U.S. (Michigan), and in Sarnia, so that ethane would continue to be shipped after March 1986.

Dome testified that it does not, at this time, have firm commercial arrangements in place to replace the Columbia volumes, but does have letters of intent. It was also indicated that sales of ethane into U.S. markets may be limited by U.S. regulatory restrictions.

With respect to the possibility of ethane sales at Sarnia, a witness for Cochin stated that, in obtaining the ethane removal permit, an undertaking was made to the

Province of Alberta not to sell the material for petrochemical uses. The same witness could not comment on Alberta's current position on this matter.

It would appear, therefore, that the success of these ethane marketing efforts and the negotiations to lease pipeline capacity to IPL will determine the extent to which, over the short term at least, Cochin will have to rely on attracting other incremental business to fill its pipeline.

3.2 Cochin's Policies for Attracting New Business

Cochin submitted that the under-utilization of the Cochin system resulting from the decline in deliveries of ethane to Columbia's Green Springs, Ohio facilities, will be remedied by developing tariff policies that will attract new and/or additional business to establish the system as a long-term competitive alternative for the shipment of products to eastern Canada.

A witness for Cochin stated that it is working with IPL to assist in alleviating the current shut-in oil production problem in western Canada. Specifically, Cochin is discussing the possibility of leasing 4 000 m^3/d (25,000 bpd) of capacity on its system to IPL for shipping NGL mix to Windsor. This is in addition to the 1986 forecast of 1 000 m^3/d (6,300 bpd) of NGL mix which is to the account of Dome.

Both Dome and Cochin testified that the future of the Cochin system lies in attracting additional shippers of specification products, notably propane and butanes. It was noted that the advantages to a potential shipper of shipping specification product, as opposed to an NGL mix, is that the shipper can retain in Alberta the condensate portion of the mix where there is a significant and growing demand for condensate as a heavy crude oil diluent. Cochin believes, however, that NGL mix shipments represent an immediate opportunity that can fill the pipeline in the short term.

3.3 Issues Related to the 1985 Summer Incentive Tariffs

CanStates and Gulf adduced evidence during the hearing indicating that, as potential shippers, they were unable to ship propane to Windsor at the incentive rates in effect during 1985 because they did not have access to storage. Cochin did not accept CanStates' offer to move 7 950 m^3 (50,000 bbls) of propane to Windsor on the grounds that CanStates did not have the necessary terminalling arrangements to receive propane at Windsor. Section 3 of Cochin's General Rules and Regulations as set forth in tariff NEB No. 6 states that Cochin will accept product for transportation only when the shipper has made arrangements, satisfactory to Cochin, for the necessary storage and other facilities at the receiving, injection, and delivery points. Accordingly, Cochin contended that it had no responsibility to provide storage at Windsor.

Gulf testified that Dome refused Gulf's request to lease storage space for propane at Windsor, stating that Dome was not in the business of leasing storage. During the hearing, Dome explained that it could not lease the storage to Gulf because of its own shipment of 159 000 m^3 (1,000,000 bbls) of propane at that time. In the summer of 1985, Dome shipped, under the incentive tariff, 179 000 m^3 (1,128,000 bbls) of propane to Windsor and 25 400 m^3 (160,000 bbls) to U.S. destinations. Petro-Canada also shipped 12 700 m^3 (80,000 bbls) of propane to U.S. destinations under the incentive tariff.

With respect to the filing of tariff NEB No. 31, intervenors questioned the appropriateness of the lead time which had been provided to non-owner shippers. Given that the incentive tariff became effective on 18 July 1985, and was to expire on 1 September 1985, Cochin agreed that third party shippers could not have made shipments in August, since normally August nominations have to be submitted by 15 July. However, Cochin said that when it filed tariff NEB No. 31, it informed as many shippers as possible that it would waive the advanced tendering requirement on tenders for that tariff and that it was prepared to work with potential shippers to ensure that as many barrels as possible went through the system at the discount rate.

In response to questions about the lead time provided to Dome as compared to third party shippers, Cochin stated that Dome first proposed to ship propane to Windsor on 8 April 1985, but that the plans at that time were only at a formative stage. The tariff was not established at that time and Dome's proposal was not formally communicated outside the Cochin group. The Cochin owners may thus have been in a better position to build up the inventory necessary to take advantage of the incentive tariff than third party shippers. However, Cochin said that other people in the industry may well have known what was happening.

The evidence shows that Gulf, a potential shipper of propane, came to know about the incentive propane tariff on 17 June 1985. The following day, Cochin filed tariff NEB No. 29 with the Board. On 20 June 1985, the Cochin pipeline accepted a batch of propane from Dome which was ultimately delivered to Windsor on 23 July 1985. In response to questions about how Cochin could accept a propane batch destined for Windsor before the Board had approved Windsor as a delivery point, Dome explained that this particular batch of propane was initially destined for the United States. Later, when tariff NEB No. 27 was approved and Windsor became an authorized delivery point, the destination was changed to Windsor. Dome said that if the incen-

tive tariff had not been approved, the deliveries would still have been made to Windsor but at the full toll.

During cross-examination, the representatives on the Cochin panel of A.G. Pipe Lines and Dow disagreed with the suggestion that the incentive tariff was designed for the sole benefit of Dome. The Cochin pipeline owners must approve any Cochin pipeline tariff by at least an 85 percent majority vote which allows either A.G. Pipe Lines or Dow to veto any tariff proposals advanced by Dome. A.G. Pipe Lines said that it is neither a producer nor a shipper of propane. A.G. Pipe Lines and Dow said that their interest, as owners of the Cochin system, is to optimize the revenue from the Cochin system.

Dow said that the incentive ethylene tariff was passed by the operating committee when Dow made a commitment to ship a minimum volume. Dow stated that the shipment of 23 800 m^3 (150,000 bbls) of ethylene at the incentive tariff was incremental to its normal demand and that the shipment of this ethylene would not have taken place without the incentive tariff. Dow denied that it allowed its inventory to run down in August in order to take advantage of the incentive tariff.

3.4 The Incentive Tariffs for 1986

On 24 October 1985, Cochin filed with the Board tariffs NEB No. 32 and No. 33, applicable to NGL mix and incentive volume propane shipments respectively. Tariff NEB No. 32 provides for the shipment of NGL mix from either Fort Saskatchewan or Kerrobert to Windsor. The toll from Fort Saskatchewan to Windsor for the Canadian section is \$5.98/m^3 (\$0.95/bbl) which when combined with the FERC tariff No. 39, makes the total toll to Windsor approximately \$19.18/m^3 (\$3.05/bbl). Cochin stated that, due to expected constraints on the movement of products on IPL line No. 1, Dome expects to move significant volumes of NGL mix through Cochin as early as December 1985. Tariff NEB No. 32 was approved by the Board on an interim basis, effective 1 December 1985.

Propane tariff NEB No. 33 is proposed by Cochin to be effective 1 April 1986 but has not yet been accepted by the Board. It provides for the shipment of propane at rates which are 40 percent lower than in the existing propane tariff to Windsor (NEB No. 27). The proposed toll for propane shipments from Fort Saskatchewan to Windsor is the same as for the NGL mix incentive tariff described above. Tariff NEB No. 33 applies to volumes shipped during the off-peak period of April through August. The tariff also provides that, by shipping during the off-peak period, a shipper would earn the right to ship an equal volume during the peak period of September through March at the incentive rate.

Cochin stated that the proposed \$19.18/m^3 (\$3.05/bbl) toll for propane was market oriented and was set at a level which would attract propane shipments. The Company explained that the current east to west propane market selling price differential translated to about \$30.90/m^3 (\$4.93/bbl). This was about \$6.16/m^3 (\$0.98/bbl) higher than the total cost of shipment of \$24.85/m^3 (\$3.95/bbl) from Fort Saskatchewan to Sarnia through Cochin and the EDS. This total cost was comprised of \$1.57/m^3 (\$0.25/bbl) for batch accumulation and injection facilities at Fort Saskatchewan; \$19.18/m^3 (\$3.05/bbl) for the Cochin pipeline toll; \$1.57/m^3 (\$0.25/bbl) for Windsor terminalling; and \$2.52/m^3 (\$0.40/bbl) for the EDS toll. In Cochin's view, a profit margin of about \$6.16/m^3 (\$0.98/bbl) was an adequate incentive for shippers to move propane through its system.

Cochin stated that, unlike the propane tariff, there is no winter volume restriction on the NGL mix tariff. The main reason for the difference is that NGL mix is not as seasonal a product as propane. If Cochin were to leave the incentive tariff for propane in effect year round, it would be giving up a significant amount of revenue from propane shipments to the U.S. during the peak heating season. Another reason cited for the difference was that NGL mix is currently not being shipped and if Cochin does not provide an attractive toll year round, the NGL mix shippers would not ship during the winter when the toll would be too high.

Cochin stated that it filed the new propane tariff early to allow sufficient time for shippers to complete the necessary arrangements. Cochin believed that the elimination of the volume restriction and the right to ship equal volumes during the peak season at the same rate as during the off-peak season would encourage a more uniform distribution of shipments to destinations where storage was available, thereby allowing better utilization of the entire system.

In respect of the requirement in the tariff of a 7 950 m^3 (50,000 bbl) batch size and a 790 m^3 (5,000 bbl) minimum tender, Cochin explained that it accumulates a number of propane tenders to get a batch size of 7 950 m^3 (50,000 bbls). It cannot ship smaller batches through the line. In the case of NGL mix, Cochin assumed that it would get minimum 7 950 m^3 (50,000 bbl) tenders for NGL mix deliveries from individual shippers.

Cochin stated that it does not currently anticipate large shipments of butanes being tendered but it will remain open to the possibility and will try to accommodate any shippers with significant quantities of butanes. Cochin wants to be satisfied that storage is available at drop-off points before it will file a butanes tariff for Board approval.

3.5 The Attractiveness of Cochin Tariffs NEB No. 32 and 33

Evidence was presented on three aspects of the attractiveness of tariffs No. 32 and No. 33:

(i) the risk associated with the incentive tariffs;

(ii) the structure of the proposed tariffs; and

(iii) the likelihood of shippers moving product under these tariffs.

The evidence on these aspects of tariffs NEB No. 32 and No. 33 is summarized below.

3.5.1 The Risk Associated with the Incentive Tariffs

Several potential shippers stated that, to commit themselves to ship significant volumes of product through the Cochin system, they would need assurances of stable long-term tariffs for the pipeline. If, for their purposes, it is uneconomic to ship on the Cochin system under the regular tariff, then they cannot be expected to make the investments necessary to accept shipments since the incentive tariff could be terminated at any time. For the same reason, they did not see how Cochin could expect them to enter into ship-or-pay agreements for storage under these conditions of substantial economic uncertainty.

3.5.2 The Structure of the Proposed Tariffs

Comments on the structure of the tariffs were limited, but ICG Liquid Gas Ltd. noted that the proposed NGL mix tariff NEB No. 32, is substantially lower than the winter component of the regular propane tariff (for non-incentive volumes) and that tolls should reflect the relative costs of shipping the products. This argument was also advanced with respect to the ethylene tariffs. Ethylene has, in the past, been given the same toll (regular and incentive rates) as propane to Windsor although ethylene goes further, to Sarnia, and incurs the additional cost of Cochin having to deal with the ethane/ethylene interface.

Shell stated that it opposed the structure of the proposed propane tariff as, in its view, it is not designed to maximize throughputs on the Cochin system but rather, to benefit the major shipper. ICG also objected to the "seasonality component" of the proposed propane tariff.

3.5.3 The Likelihood of Shipments Under Tariff NEB No. 32

CanStates and Polysar expressed interest in shipping NGL mix via Cochin to Windsor for ultimate delivery to Marysville, Michigan. However, they would not commit themselves to shipping under Cochin's NGL mix tariff. Rather, they would prefer to have access to the greatest range of feedstock options possible to enable them to utilize the most economically attractive alternative according to prevailing circumstances. CanStates noted that, as the end point for the tariff is Windsor and Dome is the only company with NGL storage facilities in Windsor, the tariff will currently only benefit Dome and is not attractive to CanStates.

Other potential shippers indicated that their interest in shipping NGL mix under NEB tariff No. 32 is limited.

Cochin noted that IPL's current toll to Sarnia is $7.55/m^3$ ($1.20/bbl) compared to the total cost to move NGL mix to Sarnia, via the Cochin system and EDS, of $24.85/m^3$ ($3.95/bbl). In addition, the charge by Cochin of an allowance for shipping losses of one half of one percent is ten times larger than that charged by IPL.

As to who will use Cochin's NGL tariff, given the attractiveness of IPL's tariff, Cochin stated that the IPL line was full and that a shipper could move the excess NGL mix through Cochin. Alternatively, IPL could lease some capacity on Cochin for the shipment of NGL mix. Cochin suggested that this arrangement would benefit both IPL and the crude oil shippers on its pipeline because IPL's capacity would be freed up almost immediately for the movement of additional crude oil and NGL mix. This would help to alleviate the current shut-in oil production problems in western Canada.

Cochin stated that it was generally aware of IPL's plan to further expand its system, but stated that it is continuing discussions regarding IPL leasing 3 980 m^3/d (25,000 bpd) of capacity from Cochin. Cochin said that it could ship 1 590 m^3/d (10,000 bpd) immediately and 3 980 m^3/d (25,000 bpd) of NGL mix in about six months.

3.5.4 The Likelihood of Shipments Under Tariff NEB No. 33

Most of the potential propane shippers stated that their future shipments of propane to Windsor under tariff NEB No. 33 will partly depend upon the relative costs of buying specification propane shipped on the Cochin system, compared to buying propane from other sources, including product from Dome's fractionation plant in Sarnia. The relative costs of these two sources of propane will in turn depend upon the attractiveness of the propane tariff on the Cochin system.

ICG submitted evidence indicating that there was an $11.45/m^3 ($1.82/bbl) cost advantage during July 1985 in buying specification propane in the west and shipping it on the Cochin system under the incentive propane tariff then in place. ICG also estimated that there will be about an $11.87/m^3 ($1.87/bbl) cost advantage on 1 April 1986, assuming that the proposed Cochin

tariff NEB No. 33 will be in effect at that time and that present prices in the west and at Sarnia prevail. Other potential shippers on the Cochin system agreed that these numbers were indicative of the incentive to use the Cochin system but noted that the size of the incentive can easily change if, among other things, Dome reduces its selling price for propane from its Sarnia plant.

Shippers also stated that shipments of propane to Windsor under tariff NEB No. 33 and their use of any storage or terminalling facilities at Windsor will partly depend upon the relative end market conditions and relative availability of storage and terminalling facilities at Sarnia and Marysville as compared to Windsor.

Chapter 4
Initiatives Put Forward by Cochin and Dome for Storage

4.1 OC-28 and OC-29

The Reasons for Decisions issued by the Board at the time that Certificates OC-28 and 29 were issued, authorizing construction of the EDS and the Cochin system, respectively, record some of the storage undertakings made by company representatives before the Board.

With respect to OC-28, the Board's Reasons for Decision dated September 1973 contained the following passages:

> "**Facilities** p. 12
>
> ...Initially, Dome NGL will not own any underground storage facilities. Storage facilities available to the pipeline are owned by Dome and are committed to serving its Columbia contract. If third party shippers require storage at Windsor, Ontario, Dome NGL stated it will develop storage on a tariff basis as required."
>
> "**Financial** p. 17
>
> ...The pipeline will be connected to Dome's underground storage at Windsor. Dome NGL will not initially own storage but would provide it if there were assurance of a sufficient volume of material over a long enough time to provide an economic base."

During the course of the hearing that is the subject of this report, Dome noted that the wording in the latter passage implies that the Board understood that the initial storage was not to be owned by the pipeline but rather by Dome.

With respect to OC-29, the Board's Reasons for Decision dated January 1974 contained the following passage:

> "**Facilities and Routing** p. 6-11
>
> Cochin does not propose to have storage facilities on the pipeline system but shipper owned storage facilities will be utilized at Fort Saskatchewan, Kerrobert, and Sarnia. It undertook to provide storage on a fee basis if requested."

During the hearing that is the subject of this report, Cochin stated that if a reasonable quantity of storage is required, then Cochin could provide it by leasing storage from others, thereby fulfilling any previous commitments to the Board.

Dome and Cochin both agreed during the hearing that, notwithstanding the exchange between the two companies of pipelines between Windsor and Sarnia, the commitment made by Dome NGL to provide storage at Windsor on a tariff basis remained with Dome NGL.

4.2 Current Initiatives

Cochin submitted that it is committed to transporting additional quantities of propane and NGL mix on the Cochin system through to the Windsor-Sarnia area. Cochin agreed that shippers have to get their product into and out of the line and that terminalling and storage facilities have to be available.

Cochin said that, at Windsor, the Ethane Shippers Joint Venture is prepared to convert one or more of their caverns to propane or NGL break-out storage. The Ethane Shippers also would be willing to lease tank-car loading facilities or additional storage, as required and available, from Dome. Shippers could gain access to these facilities for a fee through negotiations with the Ethane Shippers.

As well, Cochin indicated that it is prepared to assist potential shippers in their negotiations to gain access to pipeline or storage facilities in the Windsor-Sarnia area owned by others.

4.2.1 Facilities Provided by the Cochin System

Cochin stated that its facilities, as they currently exist, are available without discrimination to shippers. Cochin provides storage for its own use to handle the ethane/ethylene interface at Windsor and to handle ethane and propane at Regina. It also provides limited surface storage at U.S. terminals to facilitate tank truck and tank car deliveries of propane. Notwithstanding the above, Cochin stated that its policy is that shippers should provide or arrange for their own storage. Cochin said that it does not own any loading facilities in Windsor, but that if there is sufficient demand, and shippers were prepared to ship-or-pay, Cochin would build such loading facilities.

Dome agreed that, subject to an 85 percent affirmative vote by the operating committee, pursuant to the Joint Venture Agreement, the Cochin pipeline owners could expand the Cochin system by developing additional storage facilities. Dome stated, however, that it would not be supportive of Cochin building additional facilities if there was a cheaper way of providing service. If there were no better alternatives, Dome stated that it would be a good idea for the Board to order Cochin to provide storage.

4.2.2 *The Ethane Shippers Joint Venture Caverns*

Dome and Cochin stated that if surplus storage capacity develops then the Ethane Shippers would be prepared to convert one or more of the ethane storage caverns E-1, E-3 and E-5 from ethane service to propane, butane or NGL mix service, if shippers committed a total shipment of 7 950 m^3 (500,000 bbls).

They confirmed that a shipper would be charged a \$1.57/m^3 (\$0.25/bbl) terminalling fee, which would include breakout storage and dehydration services but would not include use of the rail or truck loading facilities. Cochin confirmed that the \$1.57/m^3 (\$0.25/bbl) charge would cover whatever breakout storage period was necessary to complete the transfer from Cochin to the EDS, which period, according to a Dome witness, could be as much as 30 days. Dome could not confirm whether the \$1.57/m^3 (0.25/bbl) charge had been approved by the operating committee pursuant to the Windsor Storage Facility Operating Agreement.

Dome stated that, where two common carriers are interconnected and the product movement was uninterrupted, unmetered and did not require pumping, a terminalling fee should not be charged. However, if a product moved from Cochin to the EDS even without going through storage, a terminalling fee would be justified because the storage service, although not used, was nevertheless made available for the product.

Dome indicated that it was not intended that the ethane caverns would be leased to the Cochin system. Rather, they would be made available to shippers for a separate fee. The arrangement would be similar to that at Fort Saskatchewan where the accounting was done as a package; a fee was charged on account of the Ethane Shippers and the pipeline toll was charged pursuant to the NEB tariff. Cochin said that, if storage caverns were to be regulated, the storage cost would be about \$8.43/m^3 (\$1.34/bbl) as opposed to the \$1.57 (\$0.25) now proposed. The estimate of \$8.43 (\$1.34) that was provided was based on the assumptions of a 7 950 m^3 (500,000 bbl) per year per cavern throughput, a non-incentive rate toll methodology, and an annual cost of service of \$670,000 per cavern calculated in accordance with the methodology approved by the Board for the Cochin system.

4.2.3 *Dome's Caverns and Loading Facilities*

Cochin stated that if the ethane storage caverns E-1, E-3 and E-5 were inadequate or if loading facilities were needed, the Ethane Shippers would lease the facilities from Dome, if available, and offer them to other shippers. Dome confirmed that it would be prepared to lease some use of its loading facilities and a portion of its cavern facilities (caverns B-7 and P-8) to the Ethane Shippers. It also volunteered to share in the apportionment of space in any facilities which it agreed to lease, if it became necessary.

Dome stated that it would not lease its facilities directly to the pipeline because the Ethane Shippers would already be providing a similar service and there was no point in getting another party involved in the exercise. Cochin agreed that since the Ethane Shippers would provide storage in caverns E-1, E-3 and E-5, it would be preferable for the Ethane Shippers to provide any other leased facilities. Cochin said the use of a non-regulated entity to lease the caverns would increase the flexibility of adding, subtracting or switching cavern service from one year to the next without the complication of going through the regulatory procedures and filing tariffs. The arrangement would be comparable with that at Fort Saskatchewan where the propane shippers use facilities provided by the Ethane Shippers.

4.2.4 *Dow's Caverns*

Dow is examining the feasibility of offering, for use at the Cochin system terminus in Sarnia, four existing brine caverns on its storage site with a total capacity of 95 400 m^3 (600,000 bbls). However no firm agreements had been entered into at the time of the hearing and no commitments were made as to whether or not these caverns would be operated as part of the Cochin system.

4.2.5 *Summary*

In summary, the initiatives put forward by Cochin which Dome referred to as the "Cochin Solution" consist of the following; Cochin undertakes to:

(i) assist in negotiations for access to the ethane caverns,

(ii) assist in negotiations with Dow for storage at Sarnia,

(iii) assist in negotiations with Dome for the use of their Windsor caverns,

(iv) assist in the negotiations for the use of the loading and unloading facilities owned by Dome at Windsor,

(v) assist in negotiating access to the EDS, and

(vi) assist in negotiations for access to other pipelines and storage facilities in the Windsor-Sarnia area.

Further to (i) above the Ethane Shippers Joint Venture have undertaken to convert their ethane caverns to store other products provided that surplus capacity is available and firm ship-or-pay commitments are entered into by potential shippers. The Ethane Shippers have also undertaken to lease, based upon availability, Dome's Windsor storage and loading facilities and possibly some of Dow's storage in Sarnia.

4.3 The Objections of Shippers to These Initiatives

CanStates stated that the Board has jurisdiction to direct Cochin to provide terminalling service at Windsor and should do so. Cochin-Dome's offer to assist shippers in piece-meal negotiations for terminalling service was unacceptable to it as such service should be provided on a tariff basis and be subject to review by the Board, although the initial proposal could come from Cochin itself. CanStates said that even with these safeguards, if the tariff including terminalling were to be uncompetitive, there was little prospect for increased product movements.

Gulf said that its main concern was Dome's potential conflict of interest as an owner of Cochin pipeline and as a major shipper on the IPL system. Gulf held the view that the potential conflict of interest would be eliminated if the Windsor storage and loading facilities were regulated by the Board as a common carrier. Gulf said that it would prefer having Dome's Windsor facilities leased to the Cochin system, rather than the Ethane Shippers, because it operates as a common carrier. In Gulf's view, the Board could direct Cochin under Section 59(3) of the National Energy Board Act to provide the facilities that are available at Windsor. It also had the view that if products other than ethylene were to be shipped by the Cochin system to Sarnia, the storage facilities at Sarnia should be part of the Cochin system in the same manner that storage facilities at Windsor should be.

Chapter 5
The Storage and Terminalling Needs of Potential Shippers

5.1 Potential Use of the Cochin System and the Windsor Terminal

The intervenors were requested by the Board to provide information regarding the potential use of storage and loading facilities at the Windsor terminal assuming these facilities were available and competitive as a supply point. Of the eleven intervenors who responded, ten indicated that they would be interested in using such facilities. The responses varied in the amount of detail provided. Some of the information provided was modified during the testimony of company witnesses.

All of the respondents stressed that economics would be the prime determining factor regarding usage of the Cochin system and Windsor terminal. Most intervenors could not predict the volumes that they would ship through the Cochin system to the Windsor/Sarnia area. It was generally agreed that this would be determined by the relative cost of acquiring specification product in Alberta and shipping on the Cochin system (including injection charges, pipeline tariffs, and terminalling and storage charges), versus the cost of product available from current sources.

The following table outlines the potential annual volumes suggested by some of the intervenors.

Potential Cochin and Windsor Terminal Usage **

($10^3 m^3$)

COMPANY	VOLUME	PRODUCT	YEAR
CanStates	290	propane	*
	145	butanes	*
Canterra Energy	255	propane/butanes	1990
Chevron	20	propane	*
Gulf Canada	100 – 250	propane	*
	20 – 50	butanes	*
SOQUIP	290	butanes	1986
	290 – 350	propane or butanes	1989
	1 160	NGL mix	1989

* Note: estimates were not qualified by the year that they were forecasted to commence.

** Note: all of the above estimates were subject to the relative economics of the Cochin system versus alternative transportation networks.

In addition to these volumes, CIGAS Products Ltd. and ICG expressed interest in moving specification propane through the Cochin system, while Esso Resources Canada Limited, Petro-Canada and Shell expressed interest in moving both propane and butanes. Gulf, Shell and CanStates raised the possibility of shipping NGL mix through the Cochin system in the future. Chevron and Esso said they might be interested in shipping some ethane through the Cochin system to eastern Canada. The Cochin panel representative from Dow indicated that Dow had been studying the possibility of shipping butadiene and propylene through the Cochin system.

Other factors that were cited by the intervenors as relevant to the potential future need for storage in Windsor were the future supply and demand for NGL's in eastern and western Canada, pipeline and storage capacity constraints, as well as any contractual terms and conditions associated with access to either the pipeline or storage facilities.

5.2 Windsor versus Sarnia

Most intervenors expressed interest in delivering to the Sarnia area. According to current pipeline configurations, they felt that access to the facilities at Windsor would be required to allow for the transfer of product between the Cochin system and the EDS in order to make deliveries to the Sarnia area.

CIGAS, Gulf, ICG and Shell stated that they would like to use Windsor to supply local specification propane markets using rail and truck loading facilities at Windsor. ICG said that the fact that the Windsor facilities are on a different rail system was attractive due to rail traffic congestion problems in Sarnia.

Polysar stated that access to storage at Windsor might be useful in trading NGL's.

Many intervenors indicated that access to the terminalling facilities at Windsor would be an improvement over the current situation.

Dow stated that it would continue to ship past Windsor on the Cochin system and therefore had no interest in storage at Windsor.

Dome indicated that it would use its own facilities and had no interest in additional storage at Windsor.

5.3 Storage Needs

Given the lack of specific information regarding storage arrangements and costs, most intervenors were unable to specify the amount of storage they would require at Windsor.

In addition to CanStates and Polysar (see section 2.5.5), ICG also indicated that it would consider providing its own storage facilities.

ICG said that it requires long-term propane storage, for the heating season or longer. Under the right economic circumstances, ICG would be prepared to acquire storage at Windsor either through an agreement with the owners or by building its own. If it became necessary, ICG would also install truck loading and tank car facilities. ICG is only prepared to invest in such facilities if it is reasonably assured that the pipeline tolls will remain stable. However, since the incentive tariffs for the system could, in their view, be eliminated at any time in the future, ICG is reluctant to make such an investment.

CIGAS also expressed a need for long-term storage at Windsor due to the summer to winter fluctuations in propane demand. The remaining intervenors were primarily interested in terminalling facilities with associated short-term storage at Windsor.

5.4 The Concerns of Dome and Cochin

Cochin stated that the owners of the Cochin system, including Dome, have proposed that the Windsor facilities be made available to other shippers. It also said that Dome and the Cochin system owners are prepared to permit pipeline connections to the EDS or the Cochin system in the Sarnia area, to the extent that they can be justified.

However, Cochin argued that it needs to know how much product various shippers are prepared to ship through its system to Windsor or Sarnia and that only through such discussions with various potential shippers can Cochin ascertain whether or not these shippers are serious about shipping propane and other products.

Both Dome and Cochin noted with concern the absence of firm commitments from potential shippers to both ship product on their system and to obtain storage at Windsor. In Dome's view, this made the evidence on the need for storage at Windsor inconclusive.

Dome noted that considerable time was spent by some potential shippers in trying to determine if it would be possible to tightline product past the Windsor terminal. In Dome's view, this demonstrated to a large extent that the availability of storage at Windsor was of secondary concern to these potential shippers. Cochin maintained that the provision of storage for its system near the Dow plant in Sarnia is the best long-term solution.

The Cochin system owners argued that it is unreasonable to expect them to undertake expenditures to provide storage and terminalling facilities in the absence of firm commitments from shippers. Potential shippers replied that, if Cochin is truly interested in increasing throughput on the system, it would be in their own interest to provide such facilities since the cost of the investment would not be great relative to potential returns to the pipeline.

Cochin noted that its proposal is not dissimiliar to the arrangements in Fort Saskatchewan where storage is provided to shippers at competitive rates in the absence of toll regulation. Several of the shippers were opposed to the concept of individually negotiating charges for terminalling and storage services as they perceive Cochin to be in a conflict of interest position. They also pointed out that the Fort Saskatchewan case is different because many companies offer storage, thereby creating competition, whereas competition amongst storage suppliers is absent at Windsor.

5.5 General Industry Practice Regarding the Provision of Storage and Terminalling Facilities

Cochin's opinion is that a pipeline is not obligated to provide storage for its shippers, and that the provision of such storage should be decided by the pipeline owner. In planning the pipeline, Cochin made the decision to provide surface propane storage at five U.S. locations to encourage shipments. However, it stated that shippers have many choices in Windsor for storage and, therefore, believes that it is not necessary to provide storage and terminalling facilities there.

According to Dome, a common carrier pipeline should not be required to provide shippers with a means of getting on or off the line. However, if storage were to be considered a necessary and an integral part of a pipeline system, it agreed that such storage should be regulated.

Gulf stated that there is no general industry practice regarding the provision of storage and that storage is supplied according to shipper needs. In some cases, several shippers will get together and construct one facility but have the pipeline company operate it, whereas in other cases, shippers will supply their own. Occasionally, pipelines will both construct and operate such facilities.

ICG suggested that terminalling storage is critical to the development of a Canadian propane market to be

served by Cochin. It considers that Canadian distributors should be provided with the same type of terminalling services as Cochin provides in the U.S.

Shell's opinion was that if shippers require terminalling facilities, then pipelines should provide such services. Shell stated that crude oil pipelines generally provide terminalling and tankage; specification product systems do not.

According to CanStates, the Texas Eastern Transmission Corporation pipeline in the U.S. provides public facilities for propane shippers at the beginning and end of its pipeline, as well as at other locations on the pipeline. However, it agreed that some of the storage along this pipeline is shipper-owned. CanStates also understands that Hydrocarbon Transportation Inc. and MAPCO, both pipelines operating in the U.S., provide some terminalling facilities for shippers of propane, butane and high vapour pressure product.

According to Cochin, IPL does not provide storage at Edmonton, breakout storage at Superior, or receiving storage at Sarnia for shippers of high vapour pressure product. Such storage is provided by the shippers.

Evidence was given indicating that Trans-Northern Pipe Line Company does own some storage but that the majority of storage on its system is shipper-owned. Its tariff and conditions of transportation require that shippers provide the necessary facilities for deliveries and receipts without restricting the full flow capacity of the Trans-Northern system. Questioned on the reasons for this, a witness for Gulf suggested that shippers of fungible products such as propane, butanes, and ethane are content to permit the pipeline company to be responsible for storage, for reasons of simplicity and economies of scale. However, shippers of non-fungible products would build storage for their own use, in order to protect the characteristics of their product.

Chapter 6
Summary and Conclusions

The following is a summary of the relevant considerations and issues discussed during the hearing exclusive of the legal arguments dealing with jurisdiction.

6.1 Relevant Considerations

6.1.1 Purpose and Scope of the Hearing

This hearing was called in response to concerns expressed by potential shippers during the Board's assessment of Cochin's tariffs NEB No. 27 and No. 29. Some potential shippers were concerned that, with the addition of Windsor as a delivery point for propane, those who did not control the Windsor facilities did not have an equal opportunity to ship under the incentive tariffs. Thus the purpose of the hearing was to examine the facts relevant to a determination of whether the Board should be exercising jurisdiction over some or all of the Windsor facilities. In addition, the hearing was called to make a determination of whether, based on the present and future need for storage and terminalling facilities in Windsor, further action should be taken by the Board. The scope of the latter intention was clarified by the Chairman's opening statement wherein he said that:

> "I would like to stress at this time that, should it be determined that a problem exists with respect to the availability of storage and other facilities at Windsor, it is not within the scope of this hearing for me to gather information which would enable the Board to determine what would be the best solution to that problem. Such a determination could only be arrived at after a detailed examination of the relative strengths and weaknesses of each potential solution. Obviously, such an examination would be conducted more appropriately once the Board has made its finding with respect to its jurisdiction over the Windsor facilities."

6.1.2 The Common Carrier Consideration

The evidence for and against jurisdiction can be characterized by a recurring general theme; that is whether the absence of Board regulation over certain key facilities restricts the ability of pipelines in the Windsor-Sarnia area, under Board regulation, to actually operate as common carriers. Specifically, the issue of whether the absence of Board regulation over the existing facilities at Windsor, (which are necessary to remove product from the Cochin pipeline system for ultimate delivery to the EDS or to truck and rail cars), unduly restricts the ability of the Cochin pipeline to actually operate as a common carrier.

6.1.3 The Economic Purpose of Regulation

The call by some parties for Board regulation over the Windsor facilities is in contrast to the satisfaction expressed with the existing arrangements for storage and injection facilities at Fort Saskatchewan. This is understandable if one accepts that the main economic purpose of regulation is to protect the public interest to the extent provided by competition in an unregulated market. The evidence suggests that this protection is provided by competition in the storage and terminalling arrangements at Fort Saskatchewan.

The initiatives of Dome and Cochin could succeed in simulating a competitive environment in certain respects. There was general satisfaction amongst the parties with the fact that the facilities would be equally shared amongst the users and no one objected that the price offered for the service was unfair. However, there was considerable concern on the subject of risk. This was expressed with respect to uncertainty over the durability that the Dome and Cochin initiatives would prove to have. The same concern was expressed with respect to the recently proposed incentive tariffs.

In light of this uncertainty, potential shippers were reluctant to make firm commitments to ship under the incentive tariffs or to utilize the Windsor facilities. In many cases, such commitments would require making investments to adapt to the use of Cochin as a supply source without any form of assurance that it would remain economically attractive to them.

Cochin expressed an aversion to accepting risk, by stipulating that the Windsor facilities would be converted for use only if ship-or-pay commitments were received. It is natural for market participants to be risk-averse. In this case, a determination of whether risk is

being appropriately distributed would have to take into account the relative status of the parties, and the size and nature of the required commitments and potential rewards. In this respect, the regulated status of the Cochin system, the underutilization of existing pipeline capacity, and the evidence as it relates to the required commitments and potential rewards would appear to favour the assumption of greater risk by Cochin than by potential shippers.

6.1.4 *The Concerns of Ontario*

The Ontario government argued that the Windsor facilities fell under provincial jurisdiction. However, the detailed evidence indicated that at present, it exercised this jurisdiction with respect to environmental matters, jurisdiction over well drilling and maintenance under the Mining Act and the Petroleum Resources Act and safety requirements under the Labour Act. No evidence was presented as to any regulation by Ontario on the use of tolls payable although it was suggested that these could be determined by the Ontario Energy Board. Ontario did not provide evidence to demonstrate that National Energy Board regulation would render any of Ontario's regulation programs at Windsor redundant or indicate that there had been any problems arising out of the National Energy Board's regulation over cavern I-4. Therefore, no reasons were presented upon which it could be concluded that National Energy Board and provincial regulation could not co-exist at the Windsor facilities, as is the case with other facilities under National Energy Board jurisdiction.

6.1.5 *General Industry Practices*

The evidence obtained during the hearing indicated that there is no general practice amongst pipelines for providing storage and terminalling facilities. However there was general agreement that storage provided by a pipeline company is usually limited to the short-term storage that is necessary to allow time to remove the product before the arrival of another batch of the same product. One witness suggested that shippers of non-fungible products have preferred to provide their own storage to protect the unique characteristics of their product, while common storage would often be more attractive to shippers of fungible products to take advantage of economies of scale.

6.1.6 *Changing Circumstances*

Evidence was presented during the hearing that changes are taking place or being contemplated affecting the utilization of the Cochin system and consequently, the present and future need for storage and terminalling facilities at Windsor. These include:

- the demise of some existing markets for products now handled by Cochin;
- the growing appetite for NGL's at Sarnia to serve the petrochemical industry and the desire of Cochin to participate in supplying this market;
- limitations in the capacity of the IPL system to deliver NGL mix to Sarnia;
- the commencement of NGL mix deliveries through the Cochin system;
- the development of NGL storage and fractionation facilities at Marysville;
- the possible extension of the multi-product use of the Cochin system to Sarnia;
- a potential connection between Cochin or the EDS and Marysville;
- the potential conversion of cavern I-4 and the ethane caverns to store other products;
- the development of Dome's caverns B-7 and P-8; and
- the potential expansion of the Dome rail and truck loading facilities.

The extent of these changes suggests that the NGL industry in the Windsor-Sarnia area is in a state of considerable transition.

6.2 Specific Issues

6.2.1 *Cavern I-4*

Cavern I-4 is used to store ethane/ethylene interface and is under the jurisdiction of the Board. If that interface could be stored elsewhere, Cochin would consider (if it had firm commitments for its use) expanding the cavern and converting it to another use. Cochin may at that time apply to have the cavern removed from the Board's jurisdiction. Ontario did not cite any difficulties as a result of the Board's regulation of cavern I-4.

6.2.2 *The Ethane Shippers' Facilities*

The facilities owned by the Ethane Shippers Joint Venture are set out in Appendix VI. They include three ethane caverns, surface piping and a connection between the Cochin system and the EDS via a dehydration facility. Connecting the two pipelines without flowing through the dehydrators might require minor piping modifications. The Ethane Shippers have offered to convert the ethane caverns to alternative uses if excess capacity develops and if firm commitments are received. They also offered to provide this service for $\$1.57/m^3$ ($0.25/bbl), which would include storage for whatever period was necessary to transfer the product from Cochin to the EDS, dehydration services, and the use of the connecting pipe between the two pipelines. These facilities were developed at the same time as the Cochin pipeline. The question of whether they were an

integral part of Cochin pipeline was argued both ways. However, the fact that they were necessary to permit the Cochin system, while operating in batch mode, to continuously deliver ethane to Columbia, was not disputed.

6.2.3 *The Dome Facilities*

The facilities owned by Dome at Windsor including the original NGL mix caverns, the rail and truck loading facilities, and the dehydration facilities were developed and used prior to the development of the Cochin pipeline or the EDS from Windsor to Sarnia. However, it could be argued that the current operation of these facilities, the connection between the two pipelines, and the development of the two new caverns (B-7 and P-8) are now integrated with the purpose and operation of the two pipelines.

Dome stated that, if sufficient demand were demonstrated, it would be willing to lease space in caverns B-7 and P-8 to the Ethane Shippers. The same offer was made with respect to the loading facilities. It was not prepared to lease space to the Cochin system. Dome stated that the facilities would be leased at a reasonable rate although it was not specified what that would be. It also stated that, if it became necessary, such a lease would provide for the apportionment of the use of any facilities which it leased.

6.2.4 *Developing Facilities at Windsor*

The Board could order the Cochin system to develop new facilities, pursuant to section 59(3) of the NEB Act. In this connection it should be noted that, in its application to obtain a certificate to build the line, Cochin committed to provide storage, if requested. With respect to this option, there is no evidence that further storage capacity at Windsor is necessary at this time. Although demand for further truck and rail loading facilities was also not demonstrated conclusively, it was suggested that there is a possibility of it developing. In each case, the future need for these facilities cannot be accurately estimated due to the uncertainties related to the numerous initiatives underway. As a partner in the Cochin system, Dome stated that it was unwilling to participate in the development of new facilities until other less expensive alternatives had been fully explored. Dome indicated that the cost of developing new loading facilities was relatively low and that there is space for four new tank car loading arms.

Chapter 7
Jurisdictional Issues

7.1 Arguments Pertaining to the Board's Jurisdiction

Parties submitted argument both for and against the proposition that Parliament, via the NEB Act, gave the Board jurisdiction over a part or all of the storage, loading and other facilities at Windsor.

All parties agreed that the legislative and judicial basis for the argument rests in a combined reading of paragraph 92(10)(a) and subsection 91(29) of the Constitution Act 1867 which, as clarified by the Campbell-Bennett Ltd. v. Comstock Midwestern case [1954] SCR 207, has the effect of allocating to the Federal Parliament legislative authority over interprovincial or international pipelines and to the provincial legislatures legislative jurisdiction with respect to intraprovincial pipelines.

The next building block in the construction of the argument on jurisdiction is the definition of "pipeline" found in Section 2 of the NEB Act. Those arguing for Board jurisdiction argued that the effect of this section is to give the Board jurisdiction over storage and other facilities connected to an interprovincial pipeline (the Cochin system or the EDS) where these facilities are integral to the operation of the interprovincial undertaking (the pipeline itself). Some also argued that, by including "storage and other facilities" in the definition of pipeline, Parliament was indicating that, prima facie, these facilities are by nature integral to the operation of a pipeline.

Those arguing against Board jurisdiction contended that the definition contained in Section 2 is not relevant to the issue of jurisdiction because Parliament cannot, by defining an undertaking which, depending on one's interpretation of the Constitution Act 1867 could fall under either the federal or provincial authority, widen its sphere of competence.

7.1.1 Arguments in Favour of Board Jurisdiction

The premise of the pro-federal argument is that a business or undertaking, even though it may be wholly situated within a province and owned and operated by a different entity than the entity controlling the interprovincial undertaking, can, by its very nature, be so integrated into an interprovincial undertaking as to be considered part of that undertaking for constitutional purposes. In order to determine the nature of the undertaking, the argument continues, one must ask whether the work performed or the services provided by the operation or business in question is an integral part of or necessarily incidental to the effective operation of the federal undertaking. The judgment must be made in each individual case and it is a functional-practical one about the factual character of the ongoing undertaking and does not turn on technical legal niceties of corporate structure or employment relationship. Nor should the fact that the operation could be viewed in isolation be sufficient to qualify it as an intraprovincial operation if, on a functional and practical basis, the operation is an integral part of the interprovincial work or undertaking.

The parties arguing this side of the issue put forward the following factors to support their contention that the Windsor storage facilities are an integral part of the interprovincial undertaking:

- the physical connection between the Windsor facilities and the Cochin system and the EDS;
- the direct operational connection between the Windsor facilities and the pipelines;
- the Windsor facilities are analogous to other types of operations which have been judicially determined to be subject to federal jurisdiction;
- the pipeline and Windsor facilities are dependant on each other;
- the presence of the pipeline is the storage facilities' sole reason for existence; and
- the necessity of close co-operation between the storage facilities and the pipeline.

With respect to the ownership and control of the two facilities, it is argued that even if the corporate and organizational relationship were relevant (and judicial authority has indicated that ownership cannot be determinative of the question) then the corporate interrelationship between the owners of the pipelines and the owners of the Windsor facilities would be a factor in

favour of the storage facilities being considered an indivisible part of the interprovincial undertaking.

Lastly, these parties point out that where there is no disharmony between federal and provincial legislation regulating the same undertaking in different respects, the two regulators can co-exist. Where there is a conflict, the federal power is paramount.

7.1.2 *Arguments Against Board Jurisdiction*

The premise of the pro-provincial argument is that an undertaking, which by its nature is a local separate work and undertaking, even though it may be physically connected to an interprovincial undertaking and serve or be complementary to that undertaking, does not warrant characterization as part of a single undertaking which would fall under federal jurisdiction.

The parties arguing against the Board's jurisdiction over the Windsor facilities urge one to look at the character and nature of the facilities, which they argue is that of a distinct operation not in the business of interprovincial transportation of hydrocarbons. The local business may feed the convenience of the interprovincial pipeline and may even render more efficient or more profitable the federal undertaking but that does not make the business necessarily incidental to the undertaking. The following points are relied on in the argument that the nature of the Windsor facilities is as a separate business and not an integral component of a larger undertaking:

- the types of services or businesses are different; one providing interprovincial transportation, the other local storage and loading;
- the Windsor facilities are not a service directly on the federally regulated pipeline. They cannot be considered the arms and legs of the core pipeline;
- the federal undertaking could operate without the particular facilities at Windsor. The Cochin Joint Venture has successfully operated the line for years without the need to purchase, lease or construct facilities like those of Dome. Shipments could be made straight through to Sarnia or could be transferred to the EDS;
- the service provided by the Windsor facilities could as easily be carried on by a party other than the one who currently operates them;
- some of the storage facilities were developed before the pipeline and continue to be able to serve an undertaking other than the pipeline (e.g. rail car shipments);
- the storage is not at the terminus of the EDS or Cochin system, but is merely storage along both pipelines;
- the storage was developed to serve the particular needs of a customer (Columbia) rather than the needs of the pipeline. They are not integral to the line but provide it with an alternate source of supply;
- the Windsor facilities do not have a single purpose nor do they have a single owner but enjoy a variety of ownership, purposes and operations;
- the Dome and Ethane Shippers' facilities could not be an integral part of the pipeline operation since most potential users of the pipeline want to bypass Windsor;
- physically, the facilities are only connected to the pipeline (and some Dome facilities are not even connected). They are not part of the continuous pipeline system; and
- the whole picture shows three components (production of product, shipment of product and gathering of product at the beginning and end of the line) which are essential to each other but they are separate, not a single undertaking.

In conclusion, facilities such as those at Windsor are, prima facie, local works or undertakings falling within provincial competence and the facts do not make them come within the exception found in the Constitution Act 1867 which would bring them under federal jurisdiction. Federal jurisdiction could only extend to the private facilities if Parliament were to declare them to be for the general advantage of Canada pursuant to Section 92(10)(c) of the Constitution Act 1867.

7.1.3 *Other Arguments*

Certain intervenors did not fit squarely within either of the two positions outlined above.

One intervenor applied essentially the same tests described above but came to the conclusion that though the Ethane Shippers' caverns are an integral part of the Cochin system, the Dome caverns are not. The Board would therefore only have jurisdiction over the former.

One intervenor, in addition to his assessment that the Windsor facilities fell under provincial competence, also argued that it would be inconsistent for the Board to assume jurisdiction over the Windsor facilities, while leaving the Fort Saskatchewan facilities under provincial jurisdiction.

Certain parties argued that, given the uncertainty surrounding the future use to which the EDS and Cochin system and the storage at Windsor, Sarnia and Marysville will be put, it would be premature for the Board to rule on the question of jurisdiction at this time. One intervenor argued that a ruling on jurisdiction at this time would no doubt engender protracted litigation — which would be to no one's advantage and of no help in solving any immediate problems that might exist. It was pointed out that the Board does not lose jurisdiction by failing to exercise it.

7.2 Section 59 of the NEB Act

Certain parties presented their views on the scope and meaning of section 59 of the NEB Act.

7.2.1 Subsection 59(1)

For the purposes of its argument, Dome assumed that the products moving through the Cochin system fall within the definition of "oil", so that subsection 59(1) rather than 59(2) is applicable. Given the wording of the subsection, and in particular the omission of any reference to storage therein, Dome argued that the clear intent of the legislation is that Cochin is not required to accept oil unless it can be satisfied that the shipper can get its product into and out of the pipeline.

7.2.2 Subsection 59(2)

For the purposes of its argument, Gulf assumed that propane falls within the definition of "gas" so that subsection 59(2), rather than 59(1), is applicable. It was Gulf's view that the Board should make an order, pursuant to subsection 59(2), formalizing the common carrier status which currently exists.

7.2.3 Subsection 59(3)

It was argued that subsection 59(3) gives the Board clear jurisdiction to direct Cochin or EDS to make storage and other terminalling facilities available at Windsor or anywhere else along the systems, provided this is in the public interest and no undue hardship will result. Certain parties were of the view that the order could only aim at facilities considered to be a necessary part of the pipeline.

It was also argued that the Board could not, under subsection 59(3), require Cochin to acquire the Dome facilities for shippers' use. The Board could only have what would amount to a power of expropriation if the language giving it that power were clear and unequivocal, which it is not. Neither could the Board direct Cochin to make commercial arrangements with the owners of existing facilities, such as the facilities owned by the Ethane Shippers Joint Venture. If the Joint Venture owners were not interested in making storage available to the system on a commercial basis then Cochin would have no choice but to construct new facilities if the Board made an order under subsection 59(3).

Chapter 8
Disposition and Recommendation to the Board

8.1 Options

My review and consideration of the evidence lead me to the conclusion that the following options are open to the Board. For the purposes of evaluating these options, I will assume that they are courses of action open to the Board, given its powers under the NEB Act.

1. Leave matters as they now stand with the Board regulating only the Cochin pipeline system, including the interface cavern, and the Dome NGL pipeline. This was referred to during the hearing as the "Cochin solution".
2. Require the Cochin system to provide storage and terminalling in Windsor either by acquiring facilities currently owned by others or by creating new ones.
3. Assert and exercise jurisdiction over all of the facilities at Windsor owned by the Ethane Shippers Joint Venture (storage caverns, dehydration facilities and connecting pipelines).
4. Assert and exercise jurisdiction over the dehydration and product loading facilities currently owned by Dome.
5. Assert and exercise jurisdiction over Dome's storage caverns No.'s 32, 33 and 35.
6. Assert and exercise jurisdiction over Dome storage caverns B-7 and P-8.
7. Assert and exercise jurisdiction over any combination of items 3 to 6.
8. Assert and exercise jurisdiction over all of the facilities in the Windsor terminal.
9. Require the Cochin system to provide storage in Sarnia and make the adjustments to its pipeline that are necessary in order to allow the flow of products other than and including ethylene through to Sarnia.
10. Require the Cochin system and the EDS owners to integrate the two lines and provide storage in order to allow the flow of products through the Cochin system and the EDS to Sarnia.

As a preliminary step to arriving at a recommendation, I attempted to narrow down the options to those that seemed to me to be the most practical.

Option 6 did not seem practical to me, given my finding that the evidence did not indicate a need for the development of more storage at Windsor, and caverns B-7 and P-8 are not now ready for use or connected to the Cochin system.

Option 8 seemed to me too radical a solution in relation to the size of the problem put before me.

Options 9 and 10, though they may be attractive at some later time, did not seem to me, given the uncertainty of the evidence with respect to the use of the Cochin system past Windsor, to be ripe for serious consideration at this time.

This leaves options 1 through 5 and 7.

With respect to option 1, it was argued that the Board should allow the status quo to maintain because the "Cochin solution" would ensure access to all of the Windsor facilities at reasonable rates. The Cochin solution depends on the fulfillment of certain conditions. These are that surplus ethane storage capacity develops and is sustained, and that firm commitments are entered into by potential shippers of products other than ethane that would justify the conversion of one or more of the ethane caverns to other storage use. The solution also assumes Dome's willingness to share its loading facilities. This option does not give parties any assurance of a longer term provision of storage or of the maintenance, in the longer term, of a storage tariff acceptable to both Dome/Cochin and shippers.

With respect to options 2, 4 and 5, these options are recommended by those who hold the view that a common carrier system such as Cochin's, which operates in the batch mode, should provide at least short-term storage as well as dehydration and product loading facilities at the termini of its system, given that such facilities are essential to the proper utilization of the line. To reinforce the idea that the Cochin system should provide storage, it was pointed out that during the

hearing held in connection with the certification of the Cochin system, the Applicant indicated that it would be willing to provide storage facilities at a future time if such were required and the need for them could be shown.

In my view, the evidence did not establish that the storage, dehydration and loading facilities now in operation are insufficient to meet potential needs, therefore, it would not seem logical to order the construction of new ones. On the other hand, I question the fairness of ordering a pipeline system to acquire another company's facilities, which now appear to be used mainly to service another pipeline. I would be especially reluctant to recommend such action in light of Dome's offer to discuss the sharing of its loading facilities, the prorationing of these facilities should demand exceed capability, and the expansion of its tank car loading facilities by four more positions.

With respect to option 3, the facilities owned by the Ethane Shippers Joint Venture were developed to allow the operation of the Cochin system for one of the purposes for which it was built — that is the fulfillment of the undertaking to supply ethane to the Columbia SNG plant at Green Springs.

It appears that this purpose can no longer sustain the continued viability of the Cochin system, but that other opportunities for the use of the line are presenting themselves. These opportunities can only be realized if facilities such as those owned by the Ethane Shippers Joint Venture continue to be dedicated to the pipeline.

With regard to option 7, since I consider that options 4 to 6 are not appropriate, it would also not be an appropriate solution to combine them.

8.2 Recommendations

While not specifically spelled out in the terms of reference under which I was appointed to conduct this hearing under Section 14 of the NEB Act, I feel that it is incumbent on me to make recommendations to the Board as to the action it should take having regard to the facts determined at the hearing and as set out in this report. My recommendations are set out below for the Board's consideration.

I consider that the best solution to the problem that gave rise to this hearing, is for the Board to commence to exercise its jurisdiction over all the facilities owned by the Ethane Shippers Joint Venture at the Windsor terminal (option 3). I recommend that the Board adopt this option. These facilities include the three ethane storage caverns, the dehydration facilities owned by the Joint Venture, and the piping connecting all these facilities to the Cochin and EDS lines. My reasons for making this recommendation are as follows.

The current situation with regard to the operation of the Cochin pipeline without any storage facilities being available in Windsor effectively frustrates the use of the Cochin system as a common carrier. The reason for this is that it is impossible for any product, other than ethylene, being shipped in the Cochin system to move beyond Windsor without using storage facilities in Windsor. Theoretically, other products could be shipped in the Cochin line to Sarnia except that no facilities are available at the Sarnia terminus for receipt of product other than ethylene. At the present time, the section of the Cochin line between Windsor and Sarnia is always packed with ethylene and movement only occurs to deliver ethylene to the Dow facilities in Sarnia. Because of the different sizes of the pipelines, product cannot be delivered at full line rates from the Cochin system to the (northbound) Dome EDS without the use of some storage in Windsor. Given this situation, any product, other than ethylene, shipped by Cochin to an eastern Canadian destination must be removed from the Cochin system in Windsor.

It is apparent from the evidence that, when Windsor was added as a terminal point for shipments of propane on the Cochin system and the incentive tariff was instituted, Dome refused use of its storage caverns in Windsor on the basis that it was not in the business of renting cavern space and in any event required all its storage for its own use. It is noteworthy that Dome and Cochin's apparent willingness to now negotiate for the use of facilities owned by Dome and/or the Ethane Shippers Joint Venture appeared only after the Board decided to conduct the hearing which is the subject of this report. I can understand potential shippers' reluctance to put too much faith in this offer to negotiate. I can also sympathize with these shippers' desire for the comfort of a regulated toll for storage and related services rather than a toll negotiated by each shipper.

Given the apparent decline in Cochin's ethane transportation business, it would appear that the Ethane Shippers Joint Venture facilities, which have always served the purpose of the Cochin system, could be made available to ensure the continued viability of the system as a shipper of products such as propane and NGL mix. Because these facilities already exist, because they are more integrally connected to the Cochin system from an historical, operational and ownership point of view than the other facilities in Windsor such as Dome's, and because I think it is important that potential shippers have some assurance of continuity, both in the provision of storage at Windsor and in the provision of that storage at a just and reasonable rate, I believe that option 3 is the option that the Board should adopt. Also, since the evidence did not establish, in my view, that additional storage is or will be needed in Windsor, or that the step of annexing facilities owned by an entity other than the one which owns the pipeline system is

warranted, I believe that option 3 will sufficiently address the problems which exist at this time. In other words, I am of the opinion that the more extreme options are not necessary at present.

8.3 Jurisdiction

I have considered the arguments on the issue of the Board's jurisdiction. Those arguments are summarized in Chapter 7 of this report. My analysis of the facts leads me to the conclusion that the facilities owned by the Ethane Shippers Joint Venture form an integral part of the interprovincial and international undertaking that is the Cochin system. I find that, given the character of the said facilities at Windsor, we are dealing not with two separate and distinct undertakings but with one indivisible whole. On the basis of this finding, and of the mandate conferred by Parliament on the Board with respect to "pipelines" as that term is defined in the NEB Act, I hold the view that the Board has the legislative authority to implement my recommended option. My analysis of the jurisdictional question follows.

When the history of the development of the facilities which now are contained in the Windsor terminal is investigated it is apparent that the whole terminal was not planned or constructed at the same time. Rather, various facilities were added as required by developments taking place in the pipeline systems serving the area. The facilities owned by Dome were originally developed in connection with the pipelines which were owned by Dome's wholly-owned pipeline subsidiaries. These facilities included the tank car and tank truck loading facilities, the storage caverns utilized by Dome for storing mixed NGL and specification product, and the dehydration facilities owned by Dome.

On the other hand, the facilities owned by the Ethane Shippers Joint Venture, including its dehydration facilities, were developed to provide storage to serve the Columbia ethane contract without which the Cochin system is unlikely to have ever been constructed. The ethane storage caverns and related facilities have always been dedicated to serve this purpose and in fact have never served any other purpose. These facilities are essential to the federal undertaking of the Cochin system and, in my assessment, given the changing purpose of the line, they will continue to be vital to its existence.

I have considered the arguments that the facilities are not, for constitutional purposes, part of the core federal undertaking because they provide a separate service, wholly within the province, which is distinct and by nature different than that provided by the federal undertaking. I have also weighed the argument that another storage facility could serve the Cochin system as well. The fact of the matter is that the ethane storage caverns always have, do, and I believe will continue to serve that interprovincial pipeline. They do so to such an extent that, in my view, they form part of the system. The degree of physical connection and operational integration between the facilities and the core federal undertaking has contributed to and reinforces this conclusion.

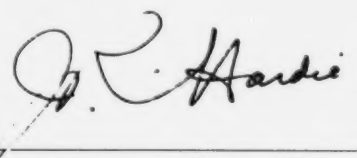
With respect to the question of ownership, the corporate interrelationship between the owners of the ethane storage facilities and of the pipeline, though not a determinating factor in my assessment of the ethane facilities' character as an indivisible part of the Cochin system, strengthens rather than weakens my position.

8.4 Other Considerations

I do not believe that my recommendation and my finding of jurisdiction, if adopted, will lead to any friction between federal and provincial regulatory powers. In my view, the two can peacefully co-exist. The exercise by the Board of its powers under the NEB Act should not hamper or even come close to interfering with the exercise by the Province of Ontario of its powers under the Mining Act, the Petroleum Resources Act or the Environmental Protection Act. In any event, if there were any conflict between the two levels of government in the exercise of their powers, it is my understanding that the federal power is paramount.

With respect to Gulf's request that the Board issue an order, pursuant to subsection 59(2) of the NEB Act "formalizing the common carrier status which presently exists", I do not think that it would be appropriate for the Board to issue such a general order. In my view, it would be more appropriate for the Board, at such times as it deems it appropriate to do so, to issue specific orders pursuant to this subsection to cover specific needs.

The above constitutes my report to the National Energy Board in accordance with Section 14 of the NEB Act, and my recommendations to the Board in respect of the matters which I was requested to examine.



Ottawa, Canada
January 1986

J.R. Hardie
Presiding Member

Appendix 1

HEARING ORDER MH-5-85
DIRECTIONS ON PROCEDURE
COCHIN PIPE LINES LTD. — DOME PETROLEUM LIMITED
TERMINAL FACILITIES INCLUDING STORAGE IN WINDSOR, ONTARIO

In considering tariff NEB No. 27, filed by Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin), which added Windsor, Ontario as a delivery point for propane, the National Energy Board ("the Board") became aware of concerns of interested parties relating to the existence of and access to terminal and storage facilities located in Windsor, Ontario for users of the Cochin pipeline and more specifically terminal, storage and related facilities ("Dome facilities") owned or leased and operated by Dome Petroleum Limited (Dome). The Board has decided, pursuant to subsections 14(1), 20(3) and 59(3) of the National Energy Board Act, ("the Act") to hold a public hearing:

(1) to obtain additional information with respect to the Dome facilities, to better enable the Board to assess its position concerning jurisdiction; and,

(2) to examine the general issue of the present and future need for and availability of terminal facilities including storage in Windsor, Ontario for users of the Cochin pipeline and to obtain submissions from Dome, Cochin and interested parties.

The Board therefore directs as follows:

1. A public hearing shall be held in the Centennial Room at the Sandman Inn, 888-7th Avenue S.W., Calgary, Alberta, commencing at 9:30 a.m. on 29 October, 1985 to receive the submissions of Dome, Cochin and interested parties on the matters outlined below.

2. Dome and Cochin are directed to file submissions by 30 September, 1985 which address the following matters:

   — the relationship of the Dome facilities to the overall pipeline system;

   — details of the physical layout of the Dome facilities and their connection to the Cochin pipeline;

   — the ownership of the Dome facilities and the ownership of the pipeline;

   — the degree of common operation between the pipeline and the Dome facilities;

   — the reason for the existence of and the function fulfilled by the Dome facilities;

   — the present and future need for storage in Windsor and whether any action is required by the Board;

   — the availability of storage and any impediments preventing potential shippers from obtaining storage;

   — such other matters, relevant to the issues outlined above, as the parties may wish to raise

3. Dome and Cochin are also directed to file, as part of their submissions, a schematic diagram of the Windsor area facilities identifying respectively those facilities used by Cochin, Dome and Dome NGL Pipelines.

4. Dome, Cochin and interested parties are expected to provide witnesses at the hearing to speak to their submissions.

5. Parties wishing to intervene are directed to file submissions on any matters relevant to them with the Secretary by 30 September, 1985.

6. The Secretary will issue a list of interested parties shortly after 30 September, 1985.

7. All parties are directed to file 20 copies of their submissions with the Board and serve one copy on each other party as soon as possible after receiving a list of parties.

8. A copy of all documents will be available for viewing in the Board's Library, Room 902, 473 Albert St., Ottawa, Ontario and its office in Calgary at 4500-16th Avenue N.W.

9. The Board will arrange for publication of the attached Notice of Public Hearing in the following publications:

PUBLICATION	CITY
"The Herald"	Calgary, Alberta
"The Journal" & "Le Franco-Albertain"	Edmonton, Alberta
"Leader-Post" & L'Eau-vive"	Regina, Saskatchewan
"The Winnipeg Free Press" & "La Liberté"	Winnipeg, Manitoba
"The Globe and Mail", "Toronto Star", "Financial Times of Canada" & "The Financial Post"	Toronto, Ontario
"Star" & "Le Rempart"	Windsor, Ontario
"The Citizen", "Le Droit" & "Canada Gazette"	Ottawa, Ontario
"The Gazette", "Le Devoir" & "La Presse"	Montreal, Quebec
"Le Soleil" & "Journal de Québec"	Quebec City, Quebec

10. Cochin shall serve a copy of these Directions on Procedure and attached Public Notice forthwith on all shippers. The Board will serve a copy on those parties listed in Appendix I.

11. The order of appearances, the order of calling of evidence and the submission of closing argument shall be dealt with by the Board at the outset of the proceedings.

12. Persons wishing to file letters of comment should serve 1 copy of the documents on Cochin, 1 copy on Dome and file 1 copy with the Board by 30 September 1985, who in turn will provide copies for all other parties.

13. Unless otherwise directed by the Board the procedure outlined in Part III of the Draft NEB Rules of Practice and Procedure dated 18 February 1985 shall apply.

14. Simultaneous interpretation will be provided at this proceeding if requested by any party. In order to facilitate the arrangement of this service, parties are asked to advise the Board by 30 September 1985 in this regard.

NATIONAL ENERGY BOARD

G. Yorke Slader
Secretary

Appendix II

ORDER AO-1-MH-5-85
(Amending Hearing Order MH-5-85)
Amendments to Directions on Procedure
Cochin Pipe Lines Ltd. — Dome Petroleum Limited
Terminal Facilities Including Storage in Windsor, Ontario

On 4 September 1985, the National Energy Board issued Hearing Order MH-5-85 setting out the Directions on Procedures for a public hearing the Board will hold in Calgary to obtain additional information regarding the Windsor, Ontario propane storage facilities to better enable the Board to assess its position concerning jurisdiction and to address the subject of the availability of propane terminal and storage facilities in Windsor to other users of the Cochin pipeline.

Realizing that it would be difficult for interested parties to formulate positions and file submissions on the issues to be examined at the hearing until they have had a chance to review the submissions of Dome and Cochin, the Board has decided to change the filing date for submissions from interested parties from 30 September 1985 to 15 October 1985. Accordingly, paragraphs 4 to 7 of Hearing Order MH-5-85 are revoked and replaced by the following:

"4. Dome, Cochin and interested parties are expected to provide witnesses at the hearing to speak to their submissions. The Board would also expect parties to address in argument the matter of the Board's jurisdiction over the existing facilities.

"5. Parties wishing to intervene are directed to advise the Secretary of their intention to intervene by 30 September 1985.

"6. The Secretary will issue a list of interested parties shortly after 30 September 1985.

"7(1) Dome and Cochin are directed to file 20 copies of their submissions with the Board by 30 September 1985 and serve one copy on each other party as soon as possible after receiving a list of parties.

(2) Interested parties wishing to make submissions are directed to file 20 copies of their submissions with the Board and serve one copy on Dome, Cochin and each other party by 15 October 1985."

Also, the fifth paragraph of the Notice of Public Hearing attached to Hearing Order MH-5-85 is revoked and replaced with the following:

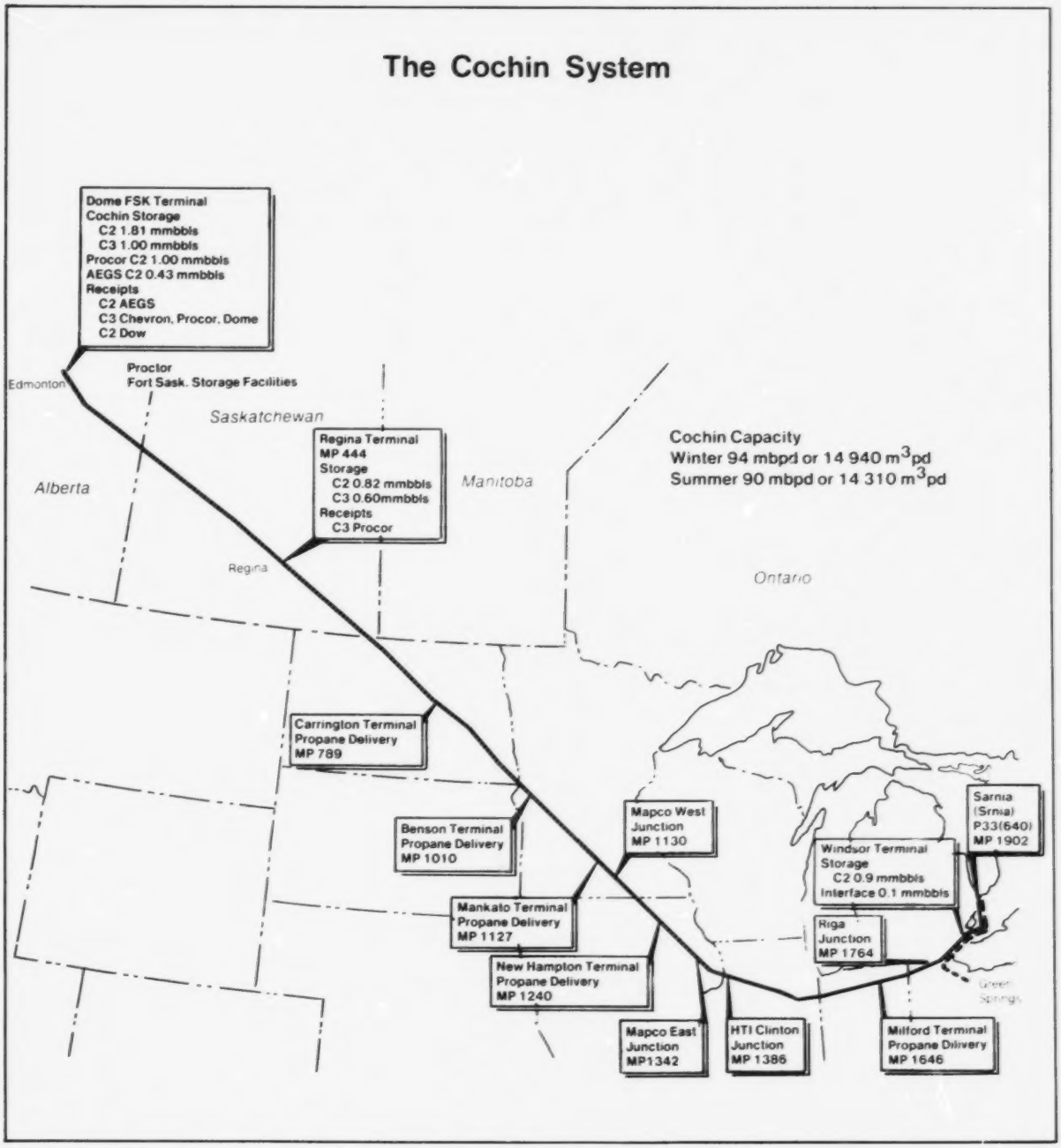
"The deadline for receipt of notices of intention to intervene and letters of comment is 30 September 1985. The Secretary will then issue a list of submittors.

The deadline for receipt of written submissions from Dome and Cochin is 30 September 1985 and for written submissions from interested parties is 15 October 1985."

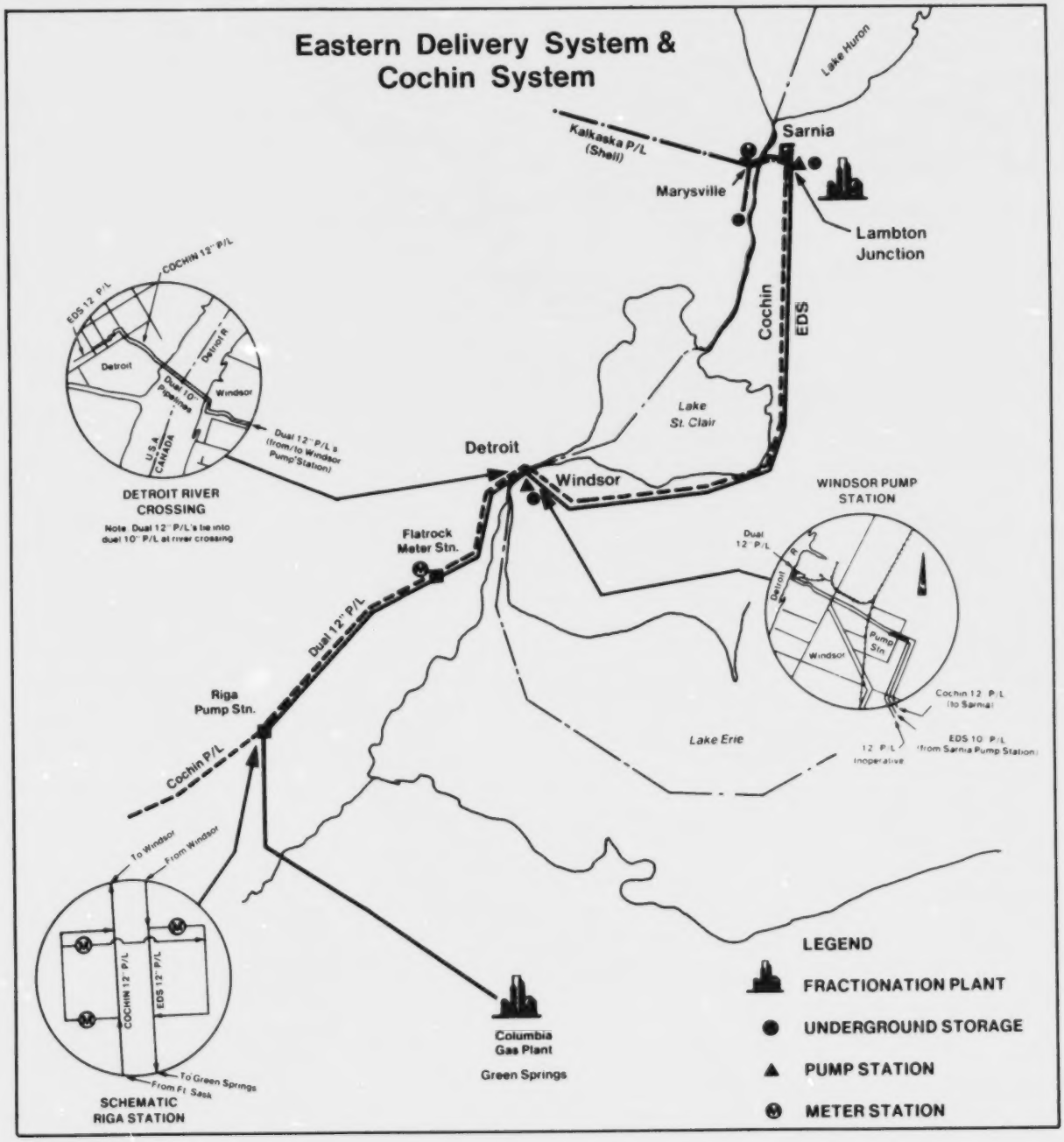
NATIONAL ENERGY BOARD

G. Yorke Slader,
Secretary

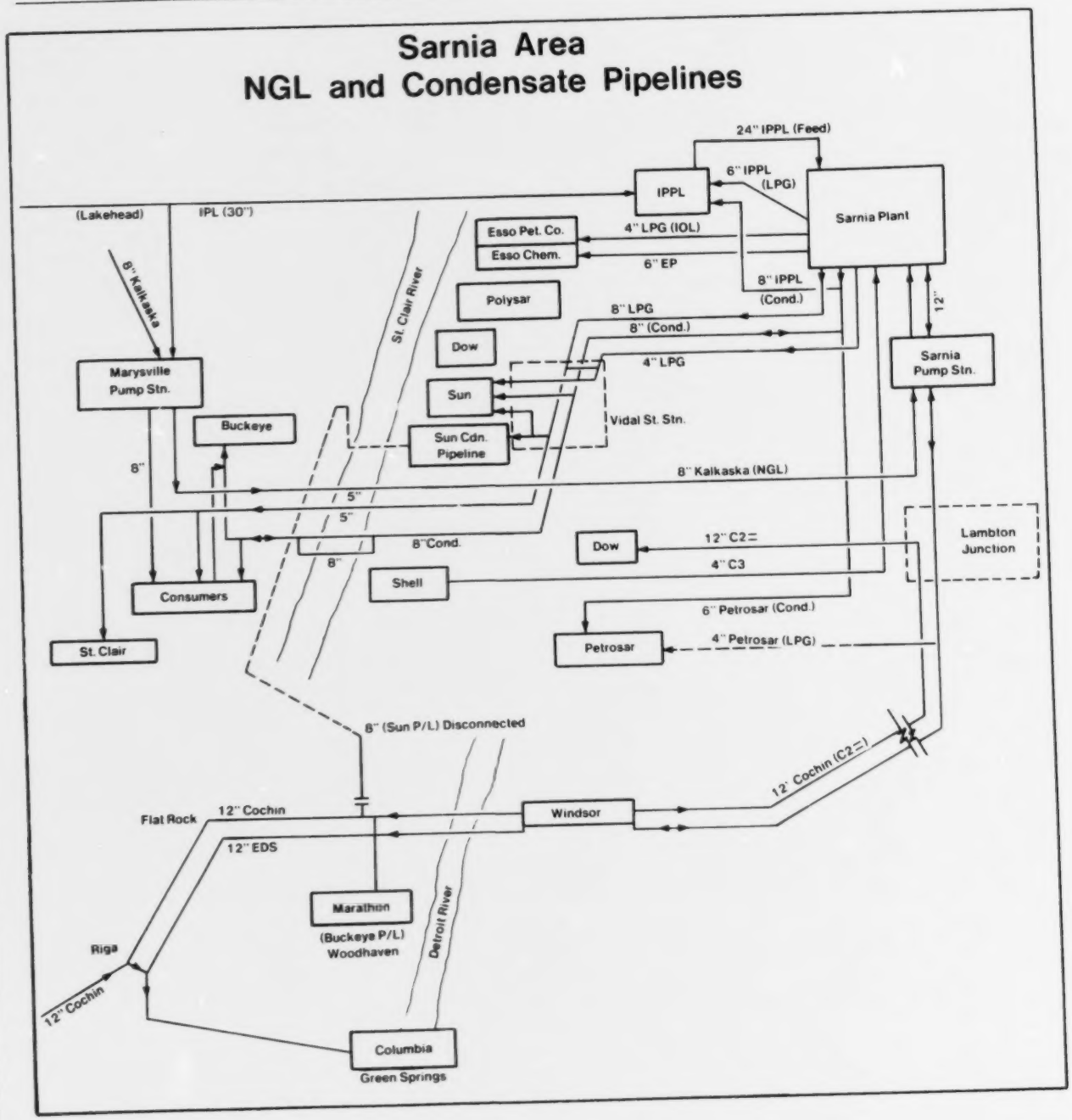
Appendix III



Appendix IV


Eastern Delivery System &
Cochin System
Lake Huron
Kalkaska P/L
(Shell)
Sarnia
Marysville
Lambton
Junction
Cochin
EDS
Lake
St. Clair
Detroit
Windsor
Flatrock
Meter Stn.
Dual 12" P/L
Riga
Pump Stn.
Cochin P/L
Lake Erie
COCHIN 12" P/L
EDS 12" P/L
Detroit R.
Dual 10"
Pipelines
U.S.A.
CANADA
Dual 12" P/L's
(from/to Windsor
Pump Station)
DETROIT RIVER
CROSSING
Note: Dual 12" P/L's tie into
dual 10" P/L at river crossing
WINDSOR PUMP
STATION
Dual
12" P/L
Pump
Stn.
Cochin 12" P/L
(to Sarnia)
EDS 10" P/L
(from Sarnia Pump Station)
12" P/L
Inoperative
To Windsor
From Windsor
To Green Springs
From Ft. Saskatchewan
SCHEMATIC
RIGA STATION
Columbia
Gas Plant
Green Springs
LEGEND
FRACTIONATION PLANT
UNDERGROUND STORAGE
PUMP STATION
METER STATION

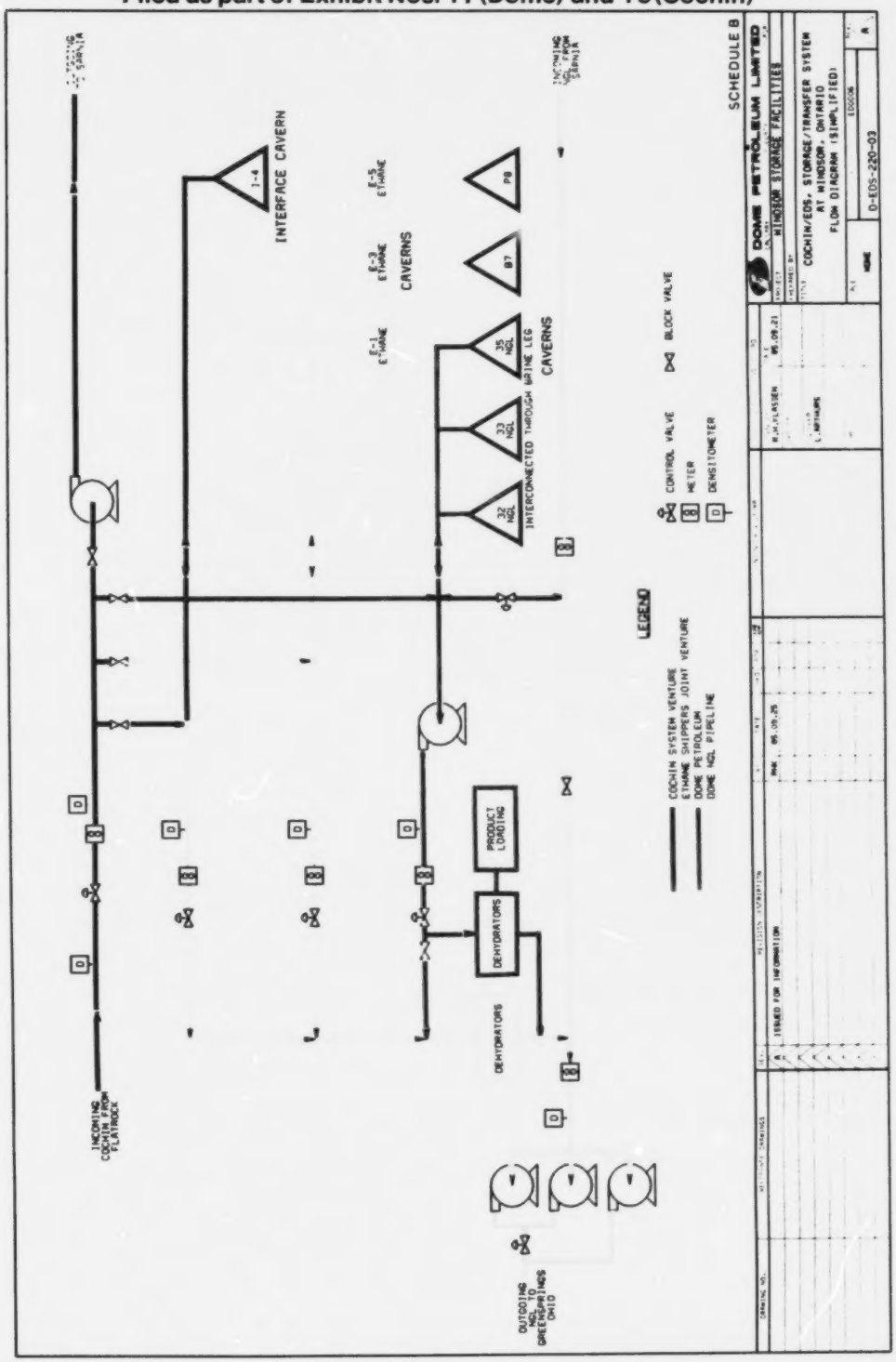
Appendix V


Sarnia Area
NGL and Condensate Pipelines
24" IPPL (Feed)
6" IPPL (LPG)
IPPL
Sarnia Plant
(Lakehead)
IPL (30")
8" Kalkaska
Esso Pet. Co.
Esso Chem.
4" LPG (IOL)
6" EP
8" IPPL (Cond.)
St. Clair River
Polysar
8" LPG
8" (Cond.)
12"
Dow
4" LPG
Sarnia Pump Stn.
Marysville Pump Stn.
Sun
Vidal St. Stn.
Buckeye
Sun Cdn. Pipeline
8"
8" Kalkaska (NGL)
5"
5"
8" Cond.
Dow
12" C2=
4" C3
Lambton Junction
8"
Shell
Consumers
6" Petrosar (Cond.)
St. Clair
Petrosar
4" Petrosar (LPG)
8" (Sun P/L) Disconnected
12" Cochin (C2=)
Windsor
Flat Rock
12" Cochin
12" EDS
Marathon
(Buckeye P/L)
Woodhaven
Detroit River
Riga
12" Cochin
Columbia
Green Springs

Appendix VI

WINDSOR STORAGE FACILITIES

Filed as part of Exhibit Nos. 17(Dome) and 19(Cochin)



CANADA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Relativement à une audience publique portant
sur certaines installations de terminal de stockage,
et d'autres installations connexes que possède ou loue la
Dome Petroleum Limited qui les exploite
à Windsor (Ontario)

Janvier 1986

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Relativement à une audience publique portant
sur certaines installations de terminal de stockage,
et d'autres installations connexes que possède ou loue la
Dome Petroleum Limited qui les exploite
à Windsor (Ontario)

Janvier 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

No. du Cat. NE22-1/1986-1F
ISBN 0-662-93630-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

EXPOSÉ ET COMPARUTIONS

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

RELATIVE À la Loi sur l'Office national et à ses règlements d'application, et

RELATIVE À l'ordonnance d'audience n° MH-5-85, déposée sous le numéro de référence 1750-C18-1

ENTENDU à Calgary (Alberta), les 29, 30 et 31 octobre et les 1, 4 et 5 novembre 1985

DEVANT:	J.R. Hardie	Membre présidant

COMPARUTIONS:

H.D. Williamson	A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd.
D.G. Hart, c.r.	CanState Energy
R.A. Pashelka	Chevron Canada Resources
H. Rea Johnson	CIGAS Products Ltd.; et Monarch Propane Limited
R.C. Muir, c.r.	Cochin Pipe Lines Ltd.
F.M. Saville, c.r. R. Neufeld	Dome Petroleum Limited

L. Ricchetti	Dow Chemical Canada Inc.
P.L. Miller	Esso Ressources Canada Limitée
J.E. Nozick	Gulf Canada Limitée
J.E. Carstairs M. Carey	ICG Liquid Gas Ltd
R.P. Smith	Pipe Line Interprovincial Limitée
P.R. Murray	PanCanadian Petroleum Limitée
E.S. Decter	Petro-Canada Inc.
J.B. Ballem, c.r.	Polysar Limited; et Polysar Hydrocarbons Limited
R.W. Riegert	Shell Canada Limitée
E.B. McDougall	Pipelines Trans-Nord Inc.
B. Patterson	Union Gas Limited
S. Taylor	Westcoast Transmission Company Limited
J.M. Johnson, c.r. K.T. Lintel	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
J. Giroux	Procureur général du Québec
L. Meagher	Office national de l'énergie

Table des matières

	PAGE
Exposé et comparutions	(i)
Glossaire des termes	(vii)
Liste des abréviations	(ix)
1. Rétrospective	1
1.1 Introduction	1
1.2 Aménagement des pipelines du RLE de Dome et du réseau de Cochin	1
1.3 Tarifs incitatifs en 1985	3
1.4 Propriété du réseau de Cochin	6
1.5 Propriété des cavernes de stockage d'éthane	7
1.6 L'entente d'exploitation du réseau pipelinier de Cochin	8
1.7 L'entente d'exploitation pour les cavernes de stockage d'éthane	9
2. Installations et exploitation	13
2.1 Les installations de Fort Saskatchewan	13
2.2 Le réseau de Cochin	14
2.3 Le terminal de Windsor	17
2.4 Le réseau de livraison de l'est (RLE)	20
2.5 Autres installations pertinentes dans la zone de Sarnia	23
2.5.1 L'usine de Dow	23
2.5.2 L'usine de Dome/Amoco/PanCanadian	24
2.5.3 Le réseau PIL	24
2.5.4 Sarnia à Marysville	25
2.5.5 La zone de Marysville (Michigan)	26
2.6 Autres possibilités de stockage	28

		PAGE
2.7	Manutention des produits d'interface	28
2.8	Intégration des installations de Cochin, de RLE et de Windsor sur le plan de l'exploitation	29
3.	Attraction de nouvelles affaires au réseau de Cochin	31
3.1	Débits existants et prévus	31
3.2	Politique de Cochin pour attirer de nouvelle affaires	34
3.3	Questions liées aux tarifs incitatifs de l'été 1985	34
3.4	Les tarifs incitatifs de 1986	37
3.5	Le côté attrayant des tarifs ONÉ n^{os} 32 et 33 de Cochin	40
3.5.1	Le risque associé aux tarifs incitatifs	40
3.5.2	La structure des tarifs proposés	41
3.5.3	La probabilité des expéditions aux termes du tarif de l'ONÉ n^{o} 32	41
3.5.4	La probabilité des expéditions aux termes du tarif de l'ONÉ n^{o} 33	43
4.	Initiatives au stockage proposées par Cochin et Dome	45
4.1	Certificats OC-28 et OC-29	45
4.2	Initiatives actuelles	46
4.2.1	Installations fournies par le réseau de Cochin	47
4.2.2	Les cavernes de la Coentreprise des expéditeurs d'éthane	48
4.2.3	Cavernes et installations de chargement de Dome	49
4.2.4	Cavernes de Dow	50
4.2.5	Résumé	50
4.3	Les objections des expéditeurs à ces initiatives	51
5.	Les besoins de stockage et de terminal des expéditeurs éventuels	53
5.1	Utilisation éventuelle du réseau de Cochin et du terminal de Windsor	53

		PAGE
5.2	Windsor par rapport à Sarnia	55
5.3	Besoins de stockage	56
5.4	Les préoccupations de Dome et de Cochin	57
5.5.	Pratique générale de l'industrie en ce qui concerne la fourniture d'installations de stockage et de terminal	58
6.	Résumé et conclusions	61
6.1	Considérations pertinentes	61
6.1.1	But et portée de l'audience	61
6.1.2	Considération du transporteur commun	62
6.1.3	Le but économique de la réglementation	62
6.1.4	Les préoccupations du gouvernement de l'Ontario	63
6.1.5	Pratique générale de l'industrie	64
6.1.6	Évolution des circonstances	64
6.2	Questions particulières	65
6.2.1	Caverne I-4	65
6.2.2	Les installations des expéditeurs d'éthane	66
6.2.3	Les installations de Dome	66
6.2.4	Aménagement d'installations à Windsor	67
7.	Questions juridictionnelles	69
7.1	Arguments sur la juridiction de l'Office	69
7.1.1	Arguments en faveur de la juridiction de l'Office	70
7.1.2	Arguments contre la juridiction de l'Office	71
7.1.3	Autres arguments	74
7.2	Article 59 de la Loi sur l'ONÉ	74
7.2.1	Paragraphe 59(1)	75
7.2.2	Paragraphe 59(2)	75
7.2.3	Paragraphe 59(3)	75

		PAGE
8.	Disposition et recommandation à l'Office	77
	8.1 Options	77
	8.2 Recommandations	81
	8.3 Juridiction	83
	8.4 Autres considérations	85

Annexes

I Ordonnance d'audience n° MH-5-85

II Ordonnance d'audience n° AO-1-MH-5-85

III Réseau de Cochin

IV Réseau de livraison de l'est et réseau de Cochin

V Pipelines de la zone de Sarnia

VI Installations de stockage à Windsor

Glossaire des termes

Acheminement continu — L'acheminement continu concerne la livraison de tout le produit acheminé par un pipeline dans un autre pipeline sans dérivation complète ou partielle. Cet acheminement ne peut être réalisé que si la capacité du deuxième pipeline est égale ou supérieure au débit auquel les livraisons du premier pipeline sont effectuées. Ceci peut exiger une réduction du débit de livraison auquel le premier pipeline est normalement capable de fonctionner.

Coentreprise des expéditeurs d'éthane: — Coentreprise des expéditeurs d'éthane dans le réseau de Cochin. Les participants comprennent Dome Petroleum Limited, Dow Chemical Canada Inc., A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd., Shell Canada Limitée et Petro-Canada.

Dérivation: — Il existe trois méthodes différentes pour livrer un produit d'un pipeline dans un autre pipeline de capacité plus faible. Dans le présent rapport, ces méthodes sont mentionnées sous les appellations de dérivation, dérivation partielle et acheminement continu.

Quand un produit est livré d'un pipeline à son débit optimal pour être transféré dans un deuxième pipeline à un débit de livraison plus faible, la différence entre le volume de produit livré du premier pipeline et le volume plus faible du produit accepté par le deuxième pipeline, est acheminée jusqu'à un stockage de dégagement. La quantité livrée directement dans le deuxième pipeline est la quantité dérivée.

Dérivation partielle: On parle de dérivation partielle quand une partie seulement du produit transporté par le pipeline est retirée à un certain point de livraison. Le reste du produit poursuit son acheminement dans la canalisation pour être livré à des terminaux en aval. La quantité retirée est la quantité dérivée partiellement.

Réseau de Cochin: Le réseau de Cochin se rapporte au pipeline qui s'étend de Fort Saskatchewan (Alberta) à Sarnia (Ontario). La partie canadienne de cette canalisation est visée par le certificat OC-29 au Canada et appartient à Cochin Pipe Lines Ltd., Dow Chemical Canada Inc., A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd., Shell Canada Limitée et Petro-Canada. Elle est exploitée par Cochin Pipe Lines Ltd., une filiale en propriété exclusive de Dome Petroleum Limited. Le réseau comprend des installations louées par ces propriétaires près de Régina (stockage de dégagement) et le prolongement du pipeline de Windsor à Sarnia, relevant tous deux de la compétence de l'Office.

Liste des abréviations

A.G. Pipe Lines	A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd.
Amoco	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée
b:	Baril. Un baril est approximativement égal à 0,159 m^3
b/j:	Baril par jour
CanStates	CanStates Energy
Chevron	Chevron Canada Resources
CIGAS	CIGAS Products Ltd.
Cochin:	Les propriétaires de la Coentreprise du réseau de Cochin
Columbia	Columbia LNG Corporation
Consumers	Consumers Power Co.
DE:	Diamètre extérieur d'un pipeline
Dome	Dome Petroleum Limited
Dome NGL	Dome NGL Pipeline Ltd.
Dow	Dow Chemical Canada Inc.

ESSO	ESSO Ressources Canada Limitée
É.U.:	États-Unis d'Amérique
F.E.R.C.:	Federal Energy Regulatory Commission (Commission de réglementation de l'énergie du gouvernement fédéral américain)
GNS	Gaz naturel synthétique
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
Gulf	Gulf Canada Limitée
ICG	ICG Liquid Gas Ltd.
km	kilomètre
kPa	Kilopascal
LGN:	Dans le présent rapport, les liquides de gaz naturel comprennent l'éthane, le propane et les butanes purs.
lb/po^2	livre par pouce carré
Loi sur l'ONÉ	Loi sur l'Office national de l'énergie
m^3	mètre cube
m^3/j	mètre cube par jour

MAPCO	Désigne les pipelines américains que possède et exploite la Mid-American Pipeline Co.
Mélange de LGN:	Mélange de liquide de gaz naturel qui doit subir un fractionnement pour obtenir un produit pur. D'habitude, le mélange de LGN disponible dans l'Est du Canada comprend du propane, des butanes et du condensat.
mm	millimètre
Office:	Office national de l'énergie
Ontario	Le ministre de l'Énergie de l'Ontario
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Petro-Canada	Petro-Canada Inc.
Petrosar	Petrosar Limited
PIL:	Désigne les pipelines allant de Fort Saskatchewan (Alberta) à Montréal (Québec) en passant par Sarnia et appartenant à la société Pipe Line Interprovincial Limitée qui les exploite.
Polysar	Polysar Limited
Procor	Procor Limited

RLE:	Dans le présent rapport, RLE désigne le réseau de livraison de l'est qui commence à Marysville (Michigan) et s'étend jusqu'à Green Springs (Ohio) en passant par Sarnia et Windsor (Ontario). La partie canadienne du pipeline appartient à Dome NGL Pipeline Ltd.
Shell	Shell Canada Ressources Limitée
Sun-Canadian	Sun-Canadian Pipe Line Limited
Trans-Nord	Pipelines Trans-Nord Inc.

Chapitre 1

Rétrospective

1.1 Introduction

Au cours de l'été 1985, pendant le réexamen par l'Office des nouveaux tarifs de propane déposés pour le réseau de Cochin, des parties intéressées ont exprimé de nombreuses préoccupations sur l'introduction proposée, dans les tarifs de Cochin, du terminal de stockage et de chargement existant à Windsor (Ontario) comme nouveau lieu de destination du propane. En particulier, la disponibilité du terminal de Windsor aux expéditeurs éventuels de propane de Cochin et par conséquent sa pertinence en tant que nouveau terminal de propane pour le réseau de Cochin ont été mises en doute.

Bien que l'Office ait autorisé l'ajout de Windsor en qualité de terminal de propane dans les tarifs de Cochin, il avait aussi décidé de tenir une audience publique afin de répondre aux préoccupations des expéditeurs possibles de propane sur les dispositions au titre des opérations de stockage et de terminal à Windsor. Comme décrit dans l'ordonnance n° MH-5-85 (voir annexe I) convoquant l'audience, le but de celle-ci était de fournir davantage de renseignements à l'Office pour qu'il soit mieux en mesure d'évaluer sa position au titre de sa juridiction sur les installations de stockage et les installations connexes à Windsor et afin de déterminer si, en se fondant sur les besoins actuels et futurs de stockage et d'installations de terminal à Windsor, il devrait prendre des mesures supplémentaires.

1.2 Aménagement des pipelines du RLE de Dome et du réseau de Cochin

Après l'achat et l'aménagement du stockage souterrain à Windsor (Ontario) par Dome Petroleum Limited, Cochin Pipe Lines

Ltd. a présenté une demande à l'Office à la fin de 1972 en vue de construire et d'exploiter des pipelines parallèles allant du site de stockage de Windsor à la frontière internationale sur la rivière Détroit. Au début de 1973, l'Office a délivré, à Cochin Pipe Lines Ltd., l'ordonnance n° XO-1-73 approuvant la demande. Lorsque la construction de cette installation a été achevée à la fin de 1973, elle a constitué un lien dans le RLE de Dome en raccordant le stockage de Windsor au pipeline américain et en permettant donc aux hydrocarbures de Sarnia (Ontario) et des États-Unis d'être livrés par fer à l'installation de stockage de Windsor pour être ensuite injectés dans la partie sud du RLE en vue d'être acheminés jusqu'à l'usine de GNS de la Columbia LNG Corporation à Green Springs (Ohio).

De même, à la fin de 1973, Dome NGL Pipeline Ltd. a déposé une demande en vue de construire un pipeline allant de la frontière internationale sur la rivière Saint-Clair jusqu'à Sarnia et se prolongeant jusqu'au site de stockage de Windsor. Dome NGL avait aussi demandé l'autorisation de lui transférer un des croisements de rivière appartenant à Cochin Pipe Lines Ltd.

L'Office a délivré le certificat n° OC-28 autorisant la construction et l'exploitation de ce tronçon du RLE de Dome. Il avait aussi autorisé le transfert demandé du pipeline. Les livraisons de Sarnia à Windsor, par ce pipeline, ont débuté en 1974.

En 1973, Cochin Pipe Lines Ltd., en sa qualité d'exploitant d'une entreprise en co-participation, a déposé une demande auprès de l'Office pour obtenir l'autorisation de construire la partie canadienne d'un pipeline (ci-après appelé le réseau de Cochin) allant de Fort Saskatchewan (Alberta) à Sarnia (Ontario) en passant par Windsor. En 1974, l'Office a délivré le certificat n° OC-29 approuvant la construction et l'exploitation de ce pipeline.

La construction du réseau de Cochin a débuté en 1977 et les livraisons aux États-Unis, par le tronçon de l'ouest, ont commencé en juin 1978. En 1979, l'Office a autorisé la Cochin à modifier son projet entre Windsor et Sarnia sur de nombreux plans. Inclus à la modification autorisée, il y avait l'échange de la plus grande partie de son pipeline entre Windsor et Sarnia contre une longueur correspondante de la canalisation de Dome NGL. En réalisant ce transfert, Cochin Pipe Lines Ltd. a acquis le tronçon de Windsor à Sarnia de Dome NGL Pipeline et l'a mis à la disposition du réseau de Cochin au moyen de modalités de location à long terme. Le réseau de Cochin a aussi acquis, pour son propre usage, un des deux pipelines existants allant de Windsor à la frontière internationale, dans la rivière Détroit, et qui avait été construit conformément à l'ordonnance de l'Office n^{o} XO-1-73.

Le tronçon de Windsor à Sarnia du réseau de Cochin a été achevé en octobre 1979. En 1979, des installations de stockage supplémentaires ont été aménagées à Windsor et comprenaient trois cavernes d'éthane, au nom de la Coentreprise des expéditeurs d'éthane de Cochin, et une caverne d'interface éthane/éthylène au nom du réseau de Cochin.

La capacité du réseau de Cochin à transporter l'éthane et l'éthylène de l'Alberta aux marchés distants en fait un élément clé du projet pétrochimique éthane/éthylène de l'Alberta. L'éthylène est livré à l'usine de Dow Chemical Canada Inc. à Sarnia. L'éthane de l'usine de GNS de la Columbia à Green Springs (Ohio) est livré à partir du réseau de Cochin à Riga (Michigan) ou à Windsor (Ontario) pour être acheminé ensuite jusqu'à Green Springs par le RLE de Dome.

1.3 Tarifs incitatifs en 1985

Jusqu'en juin 1985, Windsor (Ontario) n'avait pas été précisé comme point de livraison de propane dans le tarif du

réseau de Cochin. Toute interface de propane ou toute faible quantité de propane qui arrivait à Windsor, dans le cadre de l'exploitation du pipeline, devenait la propriété du réseau de Cochin en vertu de l'entente d'exploitation. Une fois livrées à Windsor, ces quantités étaient vendues à Dome par le réseau de Cochin et par conséquent aucun droit n'était payable.

Au printemps 1985, Dome qui est l'un des co-propriétaires du réseau de Cochin, a offert d'expédier en juillet et en août de cette année-là, 15 900 m^3 (100 000 barils) de propane de Fort Saskatchewan (Alberta) à Windsor (Ontario). Elle avait négocié un droit global de 19,18 $/$m^3$ (3,05 $/baril) aux termes d'un contrat assorti de modalités "expédier ou payer" signé avec les propriétaires du réseau de Cochin. Ce droit représentait un rabais de 45 pour cent par rapport au droit global normal du réseau de Cochin qui s'appliquait à l'éthane et à l'éthylène. Pour réaliser cette expédition, Cochin a déposé auprès de l'Office, le 3 juin 1985, le tarif de propane ONÉ n° 27 qui ajoutait Windsor comme point de livraison de propane à compter du 30 juin 1985. Cochin avait aussi déposé le tarif de propane ONÉ n° 29, le 18 juin 1985, qui prévoyait des droits réduits pour les expéditions de propane d'un minimum de 7 900 m^3 (50 000 barils) en un seul lieu de destination sur 30 jours et en vertu d'un contrat à modalités "expédier ou payer". L'entrée en vigueur du tarif ONÉ n° 29 était prévue le 1er juillet avec expiration le 1er septembre 1985.

Le dépôt des tarifs ONÉ n° 27 et ONÉ n° 29 a fait l'objet de plusieurs interventions des parties intéressées. Sur la base de ces renseignements, l'Office a accepté le tarif ONÉ n° 27, mais il a trouvé que le tarif ONÉ n° 29 faisait l'objet d'une discrimination injuste et il l'a retiré conformément à l'ordonnance n° TO-7-85 du 28 juin 1985.

Cochin a déposé un autre tarif, soit le tarif ONÉ n° 31, le 18 juillet 1985. Ce tarif était identique au tarif abrogé sauf qu'il réduisait la quantité minimale à "expédier ou payer" de 7 950 m^3 (50 000 barils) à la plus grande des quantités suivantes:

a) 790 m^3 (5 000 barils) sur 30 jours ou

b) 185 pour cent de la moyenne des expéditions des cinq années précédentes pour la période correspondante de 30 jours.

L'Office a accepté le tarif ONÉ n° 31 qui est entré en vigueur le 18 janvier 1985 et qui devait expirer le 1er septembre 1985.

Le 16 juillet 1985, Cochin a aussi déposé le tarif d'éthylène ONÉ n° 30 afin d'assurer des expéditions d'éthylène à court terme entre Fort Saskatchewan (Alberta) et l'usine de Dow à Sarnia (Ontario), avec un rabais de 45 pour cent par rapport au droit normal. Ce tarif a été déposé en réponse à l'intérêt manifesté par Dow de soumissionner une expédition différentielle de 23 800 m^3 (150 000 barils) d'éthylène en juillet et en août 1985, sous réserve de l'approbation d'un tarif incitatif. Dow est propriétaire du pipeline de Cochin et est l'unique expéditeur, jusqu'à présent, d'éthylène sur le réseau de Cochin. L'Office a accepté le tarif ONÉ n° 30 qui devait entrer en vigueur le 15 août 1985 et expirer le 1er septembre 1985.

Par la suite, les dates d'expiration des deux tarifs ONÉ n° 30 et ONÉ n° 31 ont été reportées au 14 septembre 1985 afin de permettre la livraison d'expéditions qui avaient déjà fait l'objet de soumissions.

1.4 Propriété du réseau de Cochin

Les tronçons canadiens du réseau de Cochin, à l'exclusion du tronçon pipelinier de Windsor à Sarnia, appartiennent sous forme d'intérêt indivis proportionnel en vertu de l'entente d'entreprise de participation pour la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline de Cochin, en date du 14 septembre 1976, dans sa version modifiée. Les co-propriétaires se présentent proportionnellement comme suit:

Cochin Pipe Lines Ltd. (une filiale en propriété exclusive de Dome Petroleum Ltd.)	32,5 %
Dow Pipeline Ltd. (une filiale en propriété exclusive de Dow Chemical Co.)	32,5 %
A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd. (une filiale en propriété exclusive de la NOVA, an Alberta Corporation)	20,0 %
Petro-Canada Inc. (une filiale en propriété exclusive de Petro-Canada)	10,0 %
Shell Canada Ressources Limitée (une filiale en propriété exclusive de Shell Canada Ltée.)	5,0 %
	100,0%

Le tronçon du réseau de Windsor à Sarnia appartient à Cochin Pipe Lines Ltd. qui le met à la disposition du pipeline de Cochin au moyen d'un bail à long terme. Une disposition analogue permet au réseau de Cochin d'utiliser certaines installations de stockage situées près de Régina (Saskatchewan) et appartenant à Procor Limited.

Le tronçon américain du réseau de Cochin appartient sous forme d'intérêt indivis proportionnel aux sociétés suivantes:

Dome Pipeline Corporation (une filiale en propriété exclusive de Dome Petroleum Ltd.)	32,5 %
Midland Pipeline Corp. (une filiale en propriété exclusive de Dow Chemical Co.)	32,5 %
A.G. Pipe Lines Inc. (une filiale en propriété exclusive de la NOVA, an Alberta Corporation)	20,0 %
Pacific Pipelines Inc. (une filiale en propriété exclusive de Petro-Canada)	10,0 %
Salmon Pipelines Ltd. (une filiale en propriété exclusive de Shell Canada Limitée)	5,0 %
	100,0 %

1.5 Propriété des cavernes de stockage d'éthane

Les trois cavernes de stockage d'éthane, désignées par E-1, E-3 et E-5, appartiennent à plusieurs sociétés sous forme d'intérêt indivis proportionnel conformément à l'entente pour la construction, la propriété et l'exploitation de l'installation de stockage de Windsor en date du 1er décembre 1977, dans sa version modifiée. Cette entente est mentionnée sous le nom d'entente de Coentreprise des expéditeurs d'éthane. Les propriétaires se présentent comme suit:

Dome Petroleum Ltd.	32,5 %
Dow Chemical Canada Inc. (une filiale en propriété exclusive de Dow Chemical Co.)	32,5 %
A.G. Pipe Lines (Canada) Ltd. (une filiale en propriété exclusive de la NOVA, an Alberta Corporation)	20,0 %
Petro-Canada Inc. (une filiale en propriété exclusive de Petro-Canada)	10,0 %
Shell Ressources Canada Ltée (une filiale en propriété exclusive de Shell Canada Limitée)	5,0 %
	100,0 %

Les expéditeurs d'éthane sont aussi propriétaires, conformément à d'autres ententes, de certaines installations de stockage et de manutention d'éthane et de propane près de Fort Saskatchewan (Alberta), d'installations de canalisations en surface raccordant les cavernes d'éthane de Windsor au réseau de Cochin et aux pipelines du RLE et ils possèdent une installation de déshydratation située à Windsor (voir annexe VI).

1.6 L'Entente d'exploitation du réseau pipelinier de Cochin

L'exploitation et l'entretien des tronçons canadiens du pipeline sont exécutés conformément à l'Entente de co-propriété pour la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline de Cochin en date du 14 septembre 1976, dans sa version modifiée.

L'Entente désigne Cochin Pipe Lines Ltd. comme exploitant du pipeline, stipule ses fonctions d'exploitant et les modalités en vertu desquelles l'exploitant peut être modifié. L'Entente établit un comité d'exploitation qui comprend un représentant de chaque propriétaire dont la capacité de vote est proportionnelle

au pourcentage de propriété. Le représentant de l'exploitant est le président du comité d'exploitation.

Le comité d'exploitation exerce un contrôle et une surveillance généraux sur la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline et approuve tout budget d'immobilisations ou d'exploitation. Conformément à l'Entente, un tarif pipelinier de Cochin exige l'approbation du comité d'exploitation à raison de 85 pour cent des voix de l'ensemble des propriétaires.

En ce qui concerne les prolongements du pipeline, l'Entente précise que toute expansion du pipeline mettant en jeu la construction d'un prolongement pipelinier, d'un embranchement ou d'une installation de stockage exige un vote affirmatif de 85 pour cent de l'ensemble des propriétaires. L'Entente prévoit en outre qu'en vertu de certaines modalités, un propriétaire peut choisir de ne pas participer à toute expansion proposée du pipeline. Toutefois, aucun propriétaire ne peut refuser de participer à une expansion ordonnée par un organisme gouvernemental compétent.

Ni le réseau de Cochin ni son exploitant, soit Cochin Pipe Lines Ltd., n'a des employés. Les employés qui sont engagés dans l'exploitation des tronçons canadiens du réseau de Cochin sont des employés de Dome.

1.7 L'Entente d'exploitation pour les cavernes de stockage d'éthane

L'exploitation et l'entretien des cavernes de stockage d'éthane sont exécutés conformément à l'Entente sur la construction, la propriété et l'exploitation de l'installation de stockage de Windsor en date du 1er décembre 1977, dans sa version modifiée. Cette Entente établit un comité d'exploitation qui comprend un représentant de chaque propriétaire dont la capacité de vote est proportionnelle à l'intérêt de propriété. L'Entente désigne Dome comme exploitant des installations de

stockage. Elle précise aussi qu'aucun propriétaire n'a le droit de remplacer Dome comme exploitant des installations, à moins que Dome ou ses filiales ne cessent d'agir en qualité d'exploitants du réseau de Cochin, auquel cas un nouvel exploitant des installations de stockage peut être nommé par le comité d'exploitation. Le représentant de l'exploitant est le président du comité d'exploitation.

Le comité d'exploitation exerce le contrôle et la surveillance généraux sur la construction, l'exploitation et l'entretien des installations. L'Entente prévoit que tout tarif de stockage exige un vote affirmatif de 85 pour cent des intérêts de propriété. Le comité d'exploitation approuve toute entente liée à l'installation, y compris toute proposition de location de l'installation à des tiers.

L'Entente prévoit l'attribution de frais d'exploitation à l'installation de Dome NGL, à l'installation d'interface de Cochin et à l'installation de stockage d'éthane. Conformément à la pièce justificative "E" de l'entente, la répartition des frais d'exploitation du centre de coûts commun de Windsor (c'est-à-dire les frais qui ne sont pas directement attribuables à une installation particulière de Windsor) fait l'objet, de temps à autre, d'un redressement et s'effectue actuellement comme suit:

Stockage	- LGN (installation de LGN de Dome	10 %
	- Éthane (installation de stockage d'éthane)	35 %
	- Cochin (installation d'interface de Cochin)	5 %
Pipelines canadiens	- LGN	5 %
	- Cochin	20 %
Pipelines américains	- LGN	20 %
	- Cochin	5 %
		100,0 %

À Windsor, les employés de Dome sont chargés d'exploiter les installations de Dome, les installations du réseau de Cochin, les installations des expéditeurs d'éthane et les installations du RLE de Dome.

Chapitre 2

Installations et exploitation

2.1 Les installations de Fort Saskatchewan

Le réseau de Cochin s'étend de Fort Saskatchewan (Alberta) à Sarnia (Ontario). La plupart des expéditions du réseau se font à partir des installations de stockage souterrain de Fort Saskatchewan qui appartiennent à diverses sociétés et entreprises de co-participation, notamment Dow, Dome et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée conjointement et l'entreprise de co-participation des expéditeurs d'éthane. Dome exploite le stockage du dernier groupe. Il existe un stockage pour le mélange de LGN, le propane, les butanes et les condensats. Ce stockage est raccordé à une usine de fractionnement à Fort Saskatchewan et exploitée par Chevron Canada Resources, au nom d'une entreprise de co-participation dans laquelle Dome et la Gulf Canada Limitée sont partenaires. Une installation de stockage appartenant à la Procor et située à Beamer, de l'autre côté de la rivière en face de Fort Saskatchewan, est raccordée par pipeline aux installations de Cochin. Toutefois, les débits de livraison de cette canalisation ne suffisent pas à l'expédition par lots.

Les expéditeurs d'éthane fournissent des installations d'accumulation et d'injection de lots. Dow et Dome-Amoco font la livraison directe à partir de leur stockage dans le pipeline de Cochin. L'usine de fractionnement et les installations de stockage exploitées par Chevron sont aussi directement raccordées au réseau de Cochin et sont capables d'expédier des lots.

Les propriétaires des installations de Fort Saskatchewan établissent le coût d'utilisation du terminal en fonction du service fourni. Le coût de terminal des cavernes d'éthane comprend le coût d'accumulation et d'injection des lots dans le

réseau de Cochin. Cochin, quant à elle, ne perçoit aucun coût pour l'injection dans son réseau. Ces coûts ont été déterminés sans aucune intervention de réglementation fédérale ou provinciale et ont été acceptés par l'industrie. Selon la preuve présentée à l'audience, les divers propriétaires exigent des coûts analogues qui peuvent être un résultat de la concurrence.

2.2 Le réseau de Cochin

Le réseau de Cochin (voir annexes III et IV) s'étend de Fort Saskatchewan (Alberta) à Sarnia (Ontario). Le pipeline de 323,9 mm de diamètre extérieur et de 3 060 km de long comprend 31 stations de pompage. Les parties canadiennes du pipeline, qui relèvent de la compétence de l'Office, comprennent 1 125 km de pipelines et 11 stations de pompage.

Le pipeline a été conçu pour expédier de l'éthylène et des LGN purs (bien qu'il n'ait jamais transporté de butanes). Un développement récent a été le succès de l'expédition d'un lot d'essai d'un mélange de LGN entre Kerrobert (Saskatchewan) et les cavernes de stockage de Dome à Windsor). Cette expédition a mené Cochin à proposer un tarif de mélange de LGN. Par le passé, le réseau a livré de l'éthane à Riga (Michigan) et à Windsor (Ontario), du propane à divers lieux de livraison aux États-Unis, de l'éthylène à Sarnia (Ontario) et de l'interface de produits à Windsor. L'éthane a constitué plus de la moitié de ces livraisons.

Le tarif incitatif de propane de l'été 1985 a mené, pour la première fois, à l'expédition d'importants lots de propane pur. À Windsor, il y a eu dérivation d'une partie de ce propane par le RLE pour acheminement ultérieur jusqu'à Sarnia.

La capacité du pipeline varie en fonction des produits expédiés et du nombre de lots qu'il contient à un moment donné. Selon l'utilisation actuelle du pipeline, Cochin a décrit le

pipeline comme ayant une capacité d'environ 14 300 m^3/jour (90 000 b/j). L'ajout d'un mélange de LGN réduirait la capacité, en fonction de la taille et de la fréquence des lots, jusqu'à environ 12 700 m^3/jour (80 000 b/j). L'introduction de lots de butanes réduirait davantage la capacité pipelinière. Toutefois, Cochin a indiqué que certains types de projets de "dégorgement" pourraient être exécutés pour augmenter marginalement la capacité de la canalisation. Bien que le temps de transit entre Fort Saskatchewan (Alberta) et Windsor (Ontario) varie en fonction du débit de la canalisation, Cochin a estimé qu'en 1984 cette durée était de 36 jours en moyenne.

Après Windsor, le réseau de Cochin continue directement jusque dans l'usine de Dow à Sarnia. La capacité de ce tronçon du réseau est également de 14 300 m^3/j (90 000 b/j) et bien qu'il soit consacré uniquement aux expéditions d'éthylène, il n'est donc pas exploité à pleine capacité pendant de nombreux jours de chaque mois.

En supplément aux installations d'injection de Fort Saskatchewan (Alberta), le réseau de Cochin a fourni des installations temporaires d'injection de mélange de LGN à Kerrobert (Saskatchewan) pour l'essai d'expédition du lot de mélange de LGN. Ces installations temporaires permettent au réseau de Cochin d'expédier en moyenne 950 m^3/j (6 000 b/j) d'un mélange de LGN. Toutefois, l'expédition selon ce mode pourrait être la source de certaines difficultés d'exploitation. Cochin a déclaré qu'il se peut qu'il faille aménager de nouvelles installations à Kerrobert (Saskatchewan) et à Fort Saskatchewan (Alberta) pour l'expédition à long terme de mélange de LGN.

Les installations du stockage souterrain de Régina (Saskatchewan) appartiennent à Procor et sont louées par le réseau de Cochin aux fins de stockage de dégagement afin d'améliorer son exploitation. Cinq cavernes ont été louées, dont trois sont

utilisées pour le stockage d'éthane ou de propane. Du produit a aussi été reçu de l'installation voisine de la Procor et entreposé dans ces cavernes pour être expédié par le pipeline de Cochin. Dome exploite ces installations dans le cadre du réseau de Cochin.

Le réseau de Cochin fournit des installations en surface de stockage et de chargement de propane à cinq terminaux des États-Unis: Benson (Minnesota) d'une capacité de 4 900 m^3 (31 000 barils); Carrington (Dakota du Nord) d'une capacité de 2 900 m^3 (18 500 barils); Mankota (Minnesota) d'une capacité de 2 700 m^3 (17 000 barils); New Hampton (Iowa) d'une capacité de 3 200 m^3 (20 000 barils); et Milford (Indiana) d'une capacité de 4 800 m^3 (30 000 barils); ces installations sont toutes réglementées par la FERC. Un tarif public est exigé pour décharger le propane du réseau de Cochin aux terminaux de ces lieux. Les frais de terminal comprennent divers services, par exemple, à Benson (Minnesota), le coût de 0,92 $ US le baril comprend cinq jours de stockage en terminal ainsi que l'utilisation des installations de chargement par rail et par camions. Selon les explications fournies, ces installations sont prévues dans le cadre du réseau de Cochin car, pendant les stades de planification du pipeline en 1976, Cochin a déterminé que pour attirer les clients de propane aux États-Unis, il serait nécessaire de construire des terminaux dotés d'installations de chargement par wagons-citernes.

Le réseau de Cochin assure aussi le stockage de l'interface éthane/éthylène à Windsor. En ce dernier lieu, on peut avoir accès aux installations de stockage appartenant à des tiers et aux pipelines RLE à partir du réseau de Cochin (si les installations de raccordement sont disponibles). Le réseau de Cochin est aussi raccordé aux pipelines du RLE et de MAPCO aux États-Unis.

2.3 Le terminal de Windsor

Le terminal de Windsor (voir annexe VI) est situé sur un site de 33 ha (81 acres), au kilomètre 2 923 du réseau de Cochin, et sert de maillon au RLE de Dome. Des gisements de sel se trouvent sous le couloir Sarnia-Windsor et sont idéaux pour le stockage souterrain des hydrocarbures. Les cavernes suivantes ont été aménagées au terminal de Windsor.

(i) Une caverne (I-4) de 12 719 m^3 (80 000 barils) faisant partie du réseau de Cochin est utilisée actuellement pour stocker l'interface éthane/éthylène;

(ii) trois cavernes (E-1, E-3 et E-5) d'une capacité globale de 144 363 m^3 (908 000 barils), appartenant en co-propriété aux expéditeurs d'éthane, sont actuellement utilisées pour le stockage de l'éthane reçu du réseau de Cochin et destiné à l'expédition vers Green Springs (Ohio) par le réseau RLE de Dome;

(iii) Trois cavernes, (32, 33 et 35) d'une capacité globale de 480 150 m^3 (3 020 000 barils), appartiennent à Dome. Deux de ces cavernes sont utilisées pour stocker le mélange de LGN de l'usine de Dome à Sarnia tandis que l'autre caverne (caverne 35) qui a une capacité de 81 085 m^3 (510 000 barils) sert maintenant à stocker du propane pur; et

(iv) Deux cavernes (B7 et P8) ayant chacune une capacité approximative de 55 700 m^3 (350 000 barils) appartiennent à Dome. Ces cavernes sont remplies de saumure et ne sont pas raccordées actuellement aux installations d'hydrocarbures.

Des installations en surface à Windsor comprennent:

(v) Une installation à seize points de chargement par rail et par camions appartient à Dome qui s'en sert pour approvisionner les marchés locaux de propane ainsi que les marchés d'exportation (à l'origine, l'installation ferroviaire a été construite comme installation de déchargement- voir section 1.2);

(vi) Des installations de déshydratation, y compris quatre sécheurs à chlorure de calcium, sont utilisées pour déshydrater les liquides à leur sortie des cavernes. Deux de ces installations appartiennent à Dome, tandis que les autres appartiennent en co-propriété aux expéditeurs d'éthane;

(vii) Diverses installations de pompage et de comptage qui appartiennent séparément au réseau de Cochin, à l'entreprise de co-participation des expéditeurs d'éthane, à Dome et à Dome LGN Pipeline Ltd.; et

(viii) La canalisation en surface qui appartient séparément à ces quatre ensembles. Il est bon de remarquer qu'il y a des raccordements de canalisation distincts entre le réseau de Cochin et le RLE et ils appartiennent en coparticipation aux expéditeurs d'éthane et à Dome.

L'expédition directe d'éthylène, par le réseau de Cochin, dans l'usine de Dow à Sarnia n'exige aucun entreposage à Windsor. Toutefois, étant donné l'absence actuelle d'installations à Sarnia nécessaires pour éliminer la matière d'interface du réseau de Cochin, la caverne I-4 Windsor sert à entreposer l'interface éthane/éthylène. Si un autre moyen de traitement de l'interface pouvait être mis au point (voir section 2.7), dans ce cas, la caverne I-4 pourrait servir à stocker le produit pur à l'avenir. Qui plus est, Cochin a indiqué que la capacité de cette caverne pourrait être augmentée jusqu'à 47 700 m^3 (300 000 barils) bien que l'on ait estimé que cette conversion pourrait coûter 100 000 $ et prendre plus d'un an pour la réaliser. Conformément à sa position en matière de compétence sur les autres cavernes de stockage de Windsor, Cochin a indiqué que si la caverne I-4 n'était pas requise pour servir de stockage de l'interface du réseau, dans ce cas elle chercherait à la faire sortir de la juridiction de l'Office.

À la suite d'une baisse de la demande d'éthane pour approvisionner l'usine de GNS de la Columbia (voir section 3.1),

Cochin a soulevé la possibilité d'une capacité de stockage excédentaire dans les cavernes E-1, E-2 et E-3. Si une capacité excédentaire devait advenir, Cochin a indiqué que cette caverne pourrait être convertie afin de stocker d'autres produits, comme le propane, à un coût de conversion estimé à 100 000 $ par caverne. Cette conversion exige des modifications de la canalisation en surface. Il avait été aussi suggéré que deux cavernes par produit sont nécessaires pour que l'on puisse mettre l'une d'entre elle hors service pendant l'entretien et pour assurer l'injection en stockage à un débit analogue à celui de la canalisation. Actuellement, seule la caverne E-2 a un débit d'injection inférieur au débit de livraison du pipeline de Cochin. Il est possible d'augmenter le débit d'injection en forant un second puits dans une caverne, mais ce faisant, on court le risque de la perdre. Si les problèmes de débit d'injection étaient résolus, l'utilisation d'une seule caverne au titre de réserve commune pourrait satisfaire les préoccupations au niveau de l'entretien.

Depuis le moment où le tronçon du RLE de Sarnia à Windsor était achevé et jusqu'en 1984, les cavernes 32, 33 et 35 ont servi au stockage du mélange de GNL qui était excédentaire par rapport à la capacité de stockage de l'usine de fractionnement de Dome/Amoco/PanCanadian Petroleum Limited à Sarnia. On continue de se servir des cavernes 32 et 33 pour stocker le mélange de LGN mais, depuis 1984, la caverne 35 a été convertie pour le stockage du propane. Cela permet de desservir les marchés de propane de Windsor au moyen des installations de chargement qui sont raccordées à la caverne 35. Les trois cavernes sont raccordées à la fois au réseau de Cochin et à celui du RLE au moyen d'une canalisation en surface appartenant à Dome.

Dome prévoit la mise en service de ses cavernes B-7 et P-8 pour satisfaire ses besoins de stockage supplémentaires. La mise en service de ces cavernes est prévue au cours de l'été

1986. Dome et Cochin ont estimé que si une nouvelle caverne de capacité analogue s'avérait nécessaire à Windsor, elle pourrait coûter environ 1 200 000 $ et demanderait jusqu'à deux ans pour la construction.

En ce qui concerne les futurs besoins d'installation de chargement supplémentaire par fer à Windsor, Dome a indiqué qu'il y avait de l'espace pour quatre points de chargement supplémentaires, en plus des seize points existants et que leur construction serait relativement peu dispendieuse.

2.4 Le réseau de livraison de l'est (RLE)

Le pipeline RLE s'étend de Marysville (Michigan), dans le nord, à Green Springs (Ohio) au sud en passant par Sarnia et Windsor (Ontario) (voir annexe IV). Le tronçon de Sarnia à Windsor peut expédier du produit dans les deux sens. Le réseau est doté de stations de pompage à Sarnia et à Windsor (Ontario) et à Riga (Michigan). Le tronçon canadien du réseau appartient à Dome LGN Pipeline Ltd. (une filiale en propriété exclusive de Dome Petroleum Limited).

Entre Marysville et l'usine de Sarnia, le diamètre extérieur du pipeline est de 219,1 mm et de l'usine de Sarnia à Lambton Junction (juste au sud de Sarnia), le diamètre extérieur du pipeline est de 323,9 mm, de Lambton Junction au terminal de Windsor, le diamètre extérieur est de 273,1 mm et du terminal de Windsor à Green Springs (Ohio), le diamètre extérieur est de 323,9 mm. Des raccordements à d'autres pipelines existent à Riga (Michigan) et appartiennent à Cochin, à Woodhaven (Michigan) et appartiennent à Buckeye Pipe Line Co. et à Windsor (Ontario) et appartiennent à Cochin; puis juste au sud de Sarnia (embranchement latéral de Petrosar Limited) et à l'usine de Sarnia avec divers pipelines ainsi qu'à Marysville (raccordement appartenant à Shell Pipe Line Co.). Le réseau de Cochin et le RLE sont aussi

raccordés près de Lambton Junction à une canalisation de 114,3 mm de diamètre extérieur, mais elle n'est pas utilisée. Tous les raccordements pipeliniers de l'usine de fractionnement de Sarnia, y compris le raccordement entre Marysville et Sarnia et le tronçon de Sarnia à Windsor du RLE exigent l'utilisation de la canalisation et du stockage de dégagement qui appartiennent aux propriétaires de l'usine. Comme on l'a vu à la section 2.3, une situation analogue existe sur le plan du raccordement entre le RLE et le réseau de Cochin à Windsor.

Le tronçon du réseau allant de Marysville à Sarnia sert à livrer le mélange de LGN à l'usine de Sarnia pour entreposage et fractionnement ultérieur. Actuellement, ce pipeline n'est pas capable de fonctionner dans l'autre sens.

La capacité du tronçon du RLE entre Windsor et Sarnia a une valeur nominale de 6 300 m^3/jour (40 000 b/j), mais le débit réel est limité par suite de la capacité de réception des cavernes situées à l'usine de Sarnia. Ces installations ne sont pas conçues pour la réception au débit de livraison du RLE. Une autre restriction de la capacité de réception à Sarnia est le fait que certaines cavernes sont parfois utilisées simultanément pour recevoir du propane ou d'autres LGN de l'usine de Sarnia.

Les livraisons à l'embranchement latéral de Petrosar par une canalisation de 1143,3 mm de diamètre extérieur exigent une pression de livraison de 6 895 kPa (1 000 lb/po^2) qui peut mener à une réduction de la capacité du pipeline de Windsor à Sarnia lorsqu'il est utilisé pour des livraisons commandées depuis Windsor.

La capacité du RLE est un facteur limitant la quantité de propane que l'on peut actuellement expédier de l'ouest du Canada à Sarnia en passant par le réseau de Cochin et le RLE, en contournant le terminal de Windsor. Le transfert entre le réseau

de Cochin et le RLE pourrait se faire directement à Windsor, sans aucune nécessité de stockage, si la capacité du RLE entre Windsor et Sarnia était augmentée pour égaler celle de Cochin en lui ajoutant des stations de pompage. Le débit maximal auquel le propane a été dérivé est de 4 900 m^3/j (31 000 b/j). Ce débit était partiellement dû au taux d'injection limité dans le stockage de Sarnia.

Actuellement, six acheminements de produits sont effectués sur le tronçon Windsor-Sarnia du RLE, comme suit:

(i) Mélange de LGN de l'usine de fractionnement de Sarnia aux installations de stockage de Windsor;
(ii) Mélange de LGN du stockage de Windsor à l'usine de fractionnement de Sarnia;
(iii) Propane de Sarnia à Windsor;
(iv) Propane de Windsor à Sarnia
(v) Butanes et propane de Sarnia contournant le stockage de Windsor et destinés aux marchés d'exportation;
(vi) Propane de l'usine de Sarnia à l'embranchement latéral de Polysar Limited.

Par le passé, les seuls expéditeurs du RLE entre Windsor et Sarnia ont été Dome et Amoco.

La capacité pipelinière entre Windsor et Green Springs (Ohio) est d'environ 13 500 m^3/jour (92 000 b/j). Étant donné que l'usine de GNS de la Columbia à Green Springs (Ohio) ne dispose pas de capacité de stockage, il faut qu'il y ait un approvisionnement continu d'éthane. Pour réaliser cet approvisionnement continu, l'éthane peut être directement transféré au RLE à partir du réseau de Cochin soit à Riga (Michigan) ou à Windsor ou bien il peut être transféré au RLE à partir des cavernes de stockage de Windsor. Ce dernier mode de transfert a lieu si, par suite de la répartition des lots dans le

réseau de Cochin, l'éthane n'est pas disponible dans le pipeline à Riga ou à Windsor.

2.5 Autres installations pertinentes dans la zone de Sarnia

2.5.1 L'usine de Dow

Le réseau pipelinier de Cochin se termine à l'usine de Dow, à Sarnia. En ce lieu, il existe huit cavernes de stockage de GPL et quatre cavernes de saumure appartenant à Dome. La capacité globale des cavernes de stockage de GPL est d'environ 318 000 m^3 (2 000 000 barils). Plusieurs canalisations pétrochimiques quittent la zone de stockage de Dow, mais il n'existe aucune canalisation de LGN vers d'autres usines.

Le réseau de Cochin pourrait livrer des produits (en plus de l'éthylène) à la zone de Sarnia, en particulier à l'usine de Dow Chemical, au même débit de livraison qu'à Windsor à condition que l'usine de Dow dispose du stockage nécessaire. Les propriétaires de Cochin et de Dow ont entamé des négociations sur cette proposition, et Dow a entrepris une étude de faisabilité en vue d'examiner cette proposition. Les résultats de l'étude étaient prévus vers la fin de 1985.

Bien que les discussions n'en soient encore qu'au stade préliminaire, le représentant de Dow au comité de Cochin a déclaré que sa société étudie la conversion des quatre cavernes de saumure existantes, dotées chacune d'une capacité de 16 000 à 32 000 m^3 (100 000 à 200 000 barils), aux fins d'utilisation pour le stockage de GPL. Cette conversion permettrait d'attribuer une caverne pour chaque produit soit l'éthane, le propane et l'interface et d'avoir une caverne de réserve pour les urgences. Dow n'avait pas envisagé l'aménagement de nouvelles cavernes. L'aménagement de nouvelles cavernes pourrait être limité par l'existance reconnue de gaz récifal dans cette zone et le fait que

le gouvernement de l'Ontario interdit le forage à moins d'un mille de tels récifs.

Cochin considère que le stockage à l'emplacement de l'usine de Dow serait la meilleure solution à long terme pour le transport d'éthane, de propane et de mélange de LGN entre l'ouest du Canada et Sarnia.

2.5.2 L'usine de Dome/Amoco/PanCanadian

Cette usine est située au terminus nord du tronçon Windsor-Sarnia du RLE. Le complexe comprend une importante usine de fractionnement de mélange de LGN avec des installations étendues de stockage souterrain. Il y a 270 000 m^3 (1 700 000 barils) de capacité de stockage pour le mélange de LGN et qui est conçu pour accepter la livraison au débit nominal du réseau de la PIL et 570 000 m^3 (3 590 000 barils) de capacité de stockage pour les produits de GPL provenant de l'usine. Les cavernes de stockage des GPL sont conçues pour accepter la production de l'usine au débit maximal de 2 550 m^3/jour (16 000 b/j). Le stockage de l'usine de Sarnia a été construit pour l'exploitation de l'usine de fractionnement et l'utilisation primaire de ce stockage demeure consacrée à ce but.

Le RLE ne possède aucune caverne de stockage à l'usine de Sarnia. Tout expéditeur éventuel du RLE doit prendre les dispositions nécessaires avec les propriétaires respectifs des installations de Dome/Amoco/PanCanadian ou des installations de Petrosar pour expédier vers ou à partir de Sarnia sur le RLE.

2.5.3 Le réseau PIL

Le réseau pipelinier PIL s'étend d'Edmonton (Alberta) à Sarnia (Ontario) en passant par Marysville et constitue la principale source de LGN à Sarnia. Il les transporte dans un

mélange de LGN comprenant principalement du propane, des butanes et du condensat. À Sarnia, le mélange est livré à l'usine de fractionnement de Dome/Amoco/PanCanadian de laquelle sort du produit pur. À présent, cette usine est le seul lieu de réception du mélange de LGN de la canalisation de PIL.

Récemment, PIL a éprouvé des chutes de capacité dans la canalisation transportant le mélange de LGN. Afin de résoudre le problème des quantités soumissionnées pour expédition et dépassant la capacité disponible, PIL a lancé des méthodes de répartition et a aussi déposé une demande auprès de l'Office pour un important agrandissement de sa capacité.

2.5.4 Sarnia à Marysville

À part les réseaux RLE et PIL, il existe trois autres pipelines de LGN et de condensats entre Sarnia et Marysville (voir annexe V).

(i) Dome/Amoco:

Dome NGL PipeLine Ltd. et la Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée possèdent conjointement deux pipelines, dont chacun a un diamètre extérieur de 219,1 mm, entre Sarnia et Marysville. Une de ces canalisations sert au GPL et transporte du propane et à l'occasion des butanes entre l'usine de fractionnement de Dome/Amoco/PanCanadian à Sarnia et l'usine de la Consumers Power Co. à Marysville. La canalisation de GPL ne peut pas facilement expédier des lots de produits de spécifications différentes et ne peut pas actuellement fonctionner dans le sens opposé. L'autre canalisation sert au transport de condensats et peut être exploitée dans les deux sens.

Les deux pipelines utilisent des croisements de rivière de 141,3 mm de diamètre extérieur et la canalisation de transport de condensats comprend un embranchement latéral de 152,4 mm de diamètre extérieur jusqu'à l'usine de Petrosar.

(ii) Sun-Canadian Pipe Line Limited:

Le pipeline de 219,1 mm de diamètre extérieur de la Sun-Canadian sert aussi au croisement de Marysville à Sarnia. Le pipeline prend son origine à Toledo (Ohio) et expédie du pétrole brut, des butanes et du propane jusqu'à Sarnia. Le tronçon canadien appartient à Sun-Canadian Pipe Line Limited qui en est l'exploitant.

Toutes ces canalisations commencent ou s'arrêtent à l'usine de fractionnement de Sarnia et par conséquent, elles ne sont pas raccordées à la canalisation de RLE de Windsor à Sarnia sauf par les installations de propriétaires d'usine. En vue de pouvoir transférer le produit entre le RLE et l'une de ces trois canalisations de 219,1 mm de diamètre extérieur, il faut avoir accès au stockage de l'usine de Sarnia. Par exemple, il est possible d'expédier du propane par le RLE entre Windsor et Sarnia et ensuite par la canalisation de GPL de 219,1 mm de diamètre extérieur jusqu'à Marysville, mais étant donné les capacités différentes, il importe de posséder un stockage de dégagement à l'usine de Sarnia si l'on veut une exploitation efficace des deux réseaux.

2.5.5 La zone de Marysville (Michigan)

Au cours de l'audience, on s'est demandé si le stockage était plus nécessaire à Sarnia qu'à Windsor. Une preuve a été déposée sur la disponibilité de stockage à Marysville (Michigan) se trouvant de l'autre côté de la rivière par rapport à Sarnia.

CanStates Energy, partenaire de Rankin Petroleum Marketing Limited (une filiale en propriété exclusive de Polysar Limited) et Polysar exploitent l'usine de GNS de la Consumers à Marysville (Michigan) avec des installations de stockage, de chargement par camion et par fer. La capacité de stockage globale à l'emplacement de cette usine totalise 176 000 m^3 (1 100 000 barils). Actuellement, seuls 17 000 m^3 (107 000 barils) sont consacrés au service de liquides de gaz. La capacité restante sert au stockage de produits intermédiaires. Actuellement, cette installation est raccordée aux pipelines mentionnés auparavant de PIL, Dome/Amoco Sun-Canadian et RLE.

En plus du stockage existant à Marysville, CanStates s'est engagée à agrandir la capacité de stockage à l'emplacement de l'usine de la Consumers. L'installation agrandie disposera de neuf cavernes dotées chacune d'une capacité finale estimée entre 33 390 m^3 (210 000 barils) à 125 130 m^3 (787 000 barils). Il a été estimé que l'agrandissement de ces installations de stockage serait achevé à la fin de 1986 et assurait une capacité globale de stockage de 815 940 m^3 (5 132 000 barils).

Polysar propose de construire un raccordement soit aux canalisations RLE de Dome ou à celles de Cochin pour transporter le produit en vue de le stocker à l'usine de la Consumers à Marysville. Les détails de cette canalisation de raccordement ne sont pas confirmés, mais son achèvement est prévu pour l'été 1986. Polysar prévoit que la canalisation sera exploitée au titre de transporteur commun réglementé. Polysar peut être disposée à prendre l'interface éthylène/éthane pour stockage à Marysville et, en fonction de la conjoncture économique, utiliser cette interface comme stock d'alimentation, ou comme approvisionnement de combustible, dans son usine de Petrosar. Ceci offre la possibilité d'éliminer le besoin de stockage de produits d'interface à Windsor ou à l'usine de Dow.

CanStates aménage une installation de fractionnement de 4 800 m^3/jour (30 000 b/j) à Marysville et espère la mettre en service au cours du troisième ou du dernier trimestre de 1986.

St.Clair Underground, située près de Marysville dispose aussi d'installations de stockage souterrain comprenant environ 275 000 m^3 (1 730 000 barils) dont 190 000 m^3 (1 200 000 barils) peuvent être utilisés pour le stockage de liquides de gaz.

2.6 Autres possibilités de stockage

Dome n'a pas envisagé l'aménagement de stockage supplémentaire à l'usine de fractionnement de Sarnia. Elle estime qu'une nouvelle caverne à l'emplacement de la station de pompage de Sarnia coûterait 1 750 000 $, sans compter les installations de surface.

Quant à la possibilité d'aménagement d'autres cavernes supplémentaires de stockage souterrain dans le couloir Windsor-Sarnia, un témoin représentant le ministre de l'Énergie de l'Ontario a déclaré que 14 nouvelles cavernes sont actuellement aménagées dans la zone de Sarnia-Windsor, bien qu'elles ne soient pas prévues pour le stockage d'hydrocarbures. Selon ce témoin, en dépit des restrictions régissant l'évacuation de la saumure tirée du lavage des cavernes (et du temps et des immobilisations en jeu), il y avait une possibilité pratiquement illimitée de stockage souterrain dans le couloir de Windsor à Sarnia.

2.7 Manutention des produits d'interface

Étant donné que Cochin est responsable de l'évacuation des matières d'interface transportées dans sa canalisation, elle négocie actuellement la vente de l'interface éthane/éthylène avec divers clients acheteurs de combustible, tant dans la zone de

Sarnia que dans celle de Windsor et Détroit. Ces négociations ont été entreprises car il se peut que l'usine de GNS de la Columbia qui se sert actuellement des matières d'interface, cesse son exploitation.

Si des lots d'éthylène pouvaient être suffisamment tamponnés pour satisfaire les strictes exigences au titre de la pureté, dans ce cas le propane, le mélange de LGN et d'autres produits pourraient être expédiés à Sarnia par la canalisation de Cochin. Toutefois, afin de pouvoir effectuer cette modification, Cochin devrait commercialiser avec succès les matières d'interface de l'éthylène dans la zone de Sarnia et devrait aménager des installations de stockage pour les autres produits transportés par la canalisation jusqu'à Sarnia.

CanStates a déclaré qu'elle dispose de la capacité technique nécessaire pour la manutention de l'interface éthane/éthylène à Marysville. Polysar peut aussi disposer d'un marché possible pour cette interface à Sarnia.

En ce qui concerne les autres matériaux tampon pour l'éthylène, Cochin a déclaré qu'il serait difficile de commercialiser un produit d'interface constitué par un mélange de LGN et d'éthylène à cause de son prix trop élevé. Elle a aussi indiqué que l'usine de Dow ne pourrait pas utiliser les mélanges de produits particuliers prévus dans le cas d'une interface propane/éthylène.

2.8 Intégration des installations de Cochin, de RLE et de Windsor sur le plan de l'exploitation

Les employés de Dome exploitent le réseau de Cochin, le terminal de Windsor et le RLE. Le réseau de Cochin entre Sarnia et Riga et le RLE sont contrôlés par le centre de commande de Dome à Sarnia. Le centre de commande du réseau de Cochin entre Fort Saskatchewan (Alberta) et Riga (Michigan) est situé à Calgary. Le

personnel de Dome exploite ces deux centres qui ont accès aux mêmes données pour la surveillance des mouvements entre Riga et Windsor. Par conséquent, les deux centres partagent suffisamment de données pour coordonner l'exploitation de leur réseau. Les ordres d'expédition du réseau de Cochin et du réseau RLE proviennent respectivement des planistes de Cochin à Calgary et de ceux de Dome à Calgary. La co-ordination de l'ordonnancement des expéditions est effectuée, après consultation de l'expéditeur de Calgary, au moyen du centre de commande local correspondant. Les deux centres de commande sont intégrés dans la mesure où l'ordonnancement peut être organisé pour que les expéditions soient transportées entre Fort Saskatchewan et Sarnia en se servant des réseaux de Cochin et du RLE.

Chapitre 3

Attraction de nouvelles affaires au réseau de Cochin

3.1 Débits existants et prévus

Le réseau pipelinier de Cochin a été construit pour transporter au marché des quantités d'éthane et d'éthylène excédentaires aux besoins de l'Alberta. L'excédent a permis de desservir les marchés de combustible des États-Unis, tandis que l'éthylène a été expédié aux installations de Dow à Sarnia comme stock d'alimentation pétrochimique. De 1978 à 1984, le réseau de Cochin a transporté de l'éthane, de l'éthylène et du propane à une capacité proche de sa valeur nominale. Les expéditions de propane aux terminaux américains ont été lancées en 1978 pour permettre à Cochin de maintenir des tarifs plus faibles pour l'éthane et l'éthylène. Selon Cochin, ce n'est qu'à partir de 1985 que le débit de son réseau a chuté de façon appréciable et principalement par suite de la diminution de la demande d'éthane sur les marchés de combustible des États-Unis.

Selon le témoignage de Cochin, c'est l'engagement des expéditeurs d'éthane et d'éthylène, conformément aux ententes d'expédition, qui a permis la construction de son réseau. Les ententes d'expédition qui contiennent des modalités d'expédier ou de payer applicables aux expéditeurs d'éthane et d'éthylène sont valides pour 20 ans depuis le début des expéditions et ne peuvent être résiliées au cours des dix permières années, mais elles peuvent l'être par la suite si un préavis de fin d'expédition est fourni deux ans avant sa mise en vigueur. Par conséquent, la première occasion de mettre fin aux ententes d'expéditeurs se présenterait à la fin de 1988 pour l'éthane, et en 1989 pour l'éthylène. Cochin a indiqué qu'en ce moment, elle ne connaît pas les intentions des expéditeurs d'éthane ou d'éthylène en ce qui concerne la résiliation des ententes d'expédition.

Cochin a déclaré que les livraisons d'éthane à l'usine de GNS de la Columbia Energy Corporation à Green Springs (Ohio) avaient baissé et que, par conséquent, la sous-utilisation de son réseau se poursuivra. Quotidiennement, les expéditions d'éthane vers Green Springs (Ohio) étaient de 7 700 m^3 (48 739 barils) et de 6 800 m^3 (42 703 barils) en 1983 et 1984 respectivement, et étaient prévues à 4 300 m^3 (27 000 barils) en 1985.

Cochin a aussi indiqué qu'il serait possible d'arrêter les livraisons à la Columbia au cours du printemps de 1986, bien qu'elle n'eût reçu aucun préavis en ce sens au moment de l'audience (un préavis de 90 jours est requis).

Dow est le seul expéditeur d'éthylène sur le réseau de Cochin. À compter de juillet, ces expéditions atteignaient en moyenne 1 100 m^3/jour (6 860 b/j) en 1985.

Pour 1986, Cochin a fourni la prévision suivante:

RÉSEAU PIPELINIER DE COCHIN

PRÉVISION DE DÉBIT EN 1986

b/j

TRIMESTRE	(1) PROPANE	ÉTHYLÈNE	(2) MÉLANGE NGL	TOTAL PARTIEL	(3) ÉTHANE	(3) TOTAL
1er	20 800	6 800	6 300	33 900		
2ième	6 500	8 900	6 300	21 700		
3ième	8 000	10 900	6 300	25 200		
4ième	28 300	3 300	6 300	37 900		
MOYENNE	15 900	7 500	6 300	29 700	17 800	47 500

(1) Ne comprend pas les quantités des tarifs incitatifs.
(2) Quantité devant être expédiée en vertu du tarif incitatif de LGN. Ne comprend la possibilité de PIL de louer jusqu'à 25 000 b/j d'espace.
(3) Les ventilations trimestrielles n'ont pas été fournies bien qu'il ait été indiqué que le débit d'éthane du premier trimestre serait de 23 000 à 25 000 b/j.

Le débit de 7 500 m^3/jour (47 500 b/j) de propane, d'éthylène, de mélange LGN et d'éthane prévu par Cochin en 1986 est comparable à la capacité actuelle de 14 310 m^3/jour (90 000 b/j). L'ajout de mélange de LGN réduit la capacité du réseau à 12 720 m^3/jour (80 000 b/j). Donc pour 1986, il existe une capacité supplémentaire possible d'environ 5 000 m^3/jour (32 000 b/j).

Selon Cochin, dans sa prévision de débit moyen journalier de 7 500 m^3/jour (47 500 b/j), elle avait supposé que la demande d'éthane de la Columbia tomberait à zéro en mars 1986, mais qu'il y aurait des marchés de combustible aux États-Unis (Michigan) et à Sarnia (Ontario) pour que l'éthane puisse encore être expédié après mars 1986.

Selon Dome, elle ne dispose pas en ce moment de dispositions commerciales garanties pour remplacer la quantité de la Columbia, mais elle possède des lettres d'intention. Elle a aussi indiqué que les ventes d'éthane sur les marchés américains pourraient être limitées par les restrictions de la réglementation des États-Unis.

Quant à la possibilité de ventes d'éthane à Sarnia, un témoin de Cochin a déclaré que grâce au permis d'enlèvement d'éthane, un engagement avait été fait auprès de la province de l'Alberta de ne pas vendre ce produit à des fins pétrochimiques. Le même témoin n'a pas été en mesure de présenter des observations sur la position actuelle de l'Alberta sur cette question.

Il semblerait donc que le succès de ces efforts de commercialisation de l'éthane et les négociations en vue de louer la capacité pipelinière à PIL détermineront la mesure selon laquelle, tout au moins à court terme, Cochin devra attirer d'autres affaires supplémentaires pour remplir son pipeline.

3.2 Politique de Cochin pour attirer de nouvelles affaires

Cochin a déclaré que la sous-utilisation de son réseau était due à la baisse des livraisons d'éthane aux installations de la Columbia à Green Springs (Ohio) et devra être corrigée en élaborant des politiques tarifaires qui attireront de nouvelles affaires pour que s'établisse le réseau comme solution concurrentielle à long terme pour expédier des produits vers l'est du Canada.

Un témoin de Cochin a déclaré qu'il travaille avec PIL pour essayer de remédier au problème actuel de production de pétrole inexploité dans l'ouest du Canada. En particulier, Cochin discute la possibilité de louer 4 000 m^3/jour (25 000 b/j) de capacité de son réseau à PIL pour l'expédition de mélange de LGN vers Windsor. Ceci en supplément à la prévision de 1986 de 1 000 m^3/jour (6 300 b/j) de mélange de LGN pour le compte de Dome.

Dome et Cochin ont déclaré toutes deux que l'avenir du réseau de Cochin dépend des expéditeurs supplémentaires de produits purs, notamment de propane et de butanes. Il avait été remarqué que les avantages dont pourrait profiter un expéditeur possible pour l'expédition d'un produit pur au lieu d'un mélange de LGN sont que cet expéditeur peut garder, en Alberta, la partie condensat du mélange car, dans cette province, il y a une demande importante et croissante de condensats comme diluant de pétrole brut lourd. Toutefois, Cochin est convaincue que les expéditions de mélange de LGN lui permettraient de remplir immédiatement son pipeline à court terme.

3.3 Questions liées aux tarifs incitatifs de l'été 1985

CanStates et Gulf ont produit la preuve au cours de l'audience indiquant qu'en leur qualité d'expéditeurs éventuels,

ils étaient incapables d'expédier du propane à Windsor au taux incitatif en vigueur en 1985, car ils n'avaient pas accès au stockage. Cochin n'a pas accepté l'offre de la CanStates en vue d'acheminer 7 950 m^3 (50 000 barils) de propane jusqu'à Windsor car la CanStates n'avait pas pris les dispositions de terminal nécessaires pour recevoir le propane à Windsor. L'article 3 des règles et réglements généraux de Cochin, tels que précisés dans le tarif ONÉ n° 6, stipule que Cochin acceptera seulement le produit pour transport quand l'expéditeur aura pris les dispositions nécessaires et satisfaisant Cochin pour l'entreposage et les autres installations au point de réception, d'injection et de livraison. Par conséquent, Cochin a prétendu qu'elle n'est aucunement responsable de la fourniture du stockage à Windsor.

Dans son témoignage, Gulf a déclaré que Dome avait refusé sa demande de location d'espace de stockage pour le propane à Windsor en disant que la location d'espace ne faisait pas partie des affaires de Dome. Au cours de l'audience, Dome a expliqué qu'elle n'aurait pas pu louer l'espace de stockage à Gulf à cause de sa propre expédition de 159 000 m^3 (1 000 000 barils) de propane à ce moment-là. Au cours de l'été de 1985, Dome avait expédié, en vertu du tarif incitatif, 179 000 m^3 (1 128 000 barils) de propane à Windsor et 25 400 m^3 (160 000 barils) à divers lieux de destination aux États-Unis. Petro-Canada avait aussi expédié 12 700 m^3 (80 000 barils) de propane à divers lieux des États-Unis et en vertu du tarif incitatif.

En ce qui concerne le dépôt du tarif ONÉ n° 31, les intervenants ont questionné la pertinence des délais qui avaient été présentés aux expéditeurs non propriétaires. Étant donné que le tarif incitatif est entré en vigueur le 18 juillet 1985 et devait expirer le 1er septembre 1985, Cochin a convenu que les expéditeurs tiers n'auraient pas pu faire d'expédition en août, car normalement les nominations d'août doivent être déposées avant

le 15 juillet. Toutefois, Cochin a déclaré que lorsqu'elle avait déposé le tarif ONÉ n° 31, elle avait prévenu autant d'expéditeurs que possible qu'elle éliminerait l'exigence de soumissions à déposer d'avance sur les soumissions se rapportant à ce tarif et qu'elle était prête à travailler de concert avec les expéditeurs éventuels pour assurer qu'autant de barils que possible passeraient par le réseau au rabais.

En réponse aux questions relatives au délai présenté à Dome par rapport à celui présenté aux expéditeurs tiers parties, Cochin a déclaré que Dome avait d'abord proposé d'expédier du propane à Windsor le 8 avril 1985, mais qu'à ce moment-là les plans ne se trouvaient qu'au stade de formation. Le tarif n'avait pas été établi à ce moment-là et la proposition de Dome n'avait pas été communiquée officiellement à l'extérieur du groupe Cochin. Les propriétaires de Cochin peuvent avoir été en meilleure position pour accumuler l'inventaire nécessaire pour tirer avantage du tarif incitatif que ne l'étaient les expéditeurs. Toutefois, Cochin a déclaré que d'autres personnes de l'industrie peuvent très bien avoir eu vent de ce qui se passait.

La preuve a montré que Gulf, un expéditeur éventuel de propane, a appris l'existence du tarif incitatif de propane le 17 juin 1985. Le jour suivant, Cochin a déposé le tarif ONÉ n° 29 auprès de l'Office. Le 20 juin 1985, le pipeline de Cochin acceptait un lot de propane de Dome qui devait être ultimement livré à Windsor le 23 juillet 1985. En réponse aux questions demandant comment Cochin pouvait accepter un lot de propane destiné à Windsor avant que l'Office n'ait approuvé Windsor comme point de livraison, Dome a expliqué que ce lot particulier de propane était destiné à l'origine aux États-Unis. Plus tard, quand le tarif ONÉ n° 27 a été approuvé et que Windsor est devenu un point de livraison autorisé, le lieu de destination a été changé pour Windsor. Dome a déclaré que si le

tarif incitatif n'avait pas été approuvé, les livraisons auraient tout de même encore été faites à Windsor, mais sur paiement du droit complet.

Au cours du contre-interrogatoire, les représentants de A.G. Pipe Lines et de Dow, au comité de Cochin, disputaient la suggestion selon laquelle le tarif incitatif a été conçu au seul bénéfice de Dome. Les propriétaires du pipeline Cochin doivent approuver tout tarif du réseau Cochin avec un vote affirmatif d'au moins 85 pour cent, qui permet à A.G. Pipe Lines ou à Dow de présenter leur véto à toute proposition de tarif avancée par la Dome. A.G. Pipe Lines a déclaré qu'elle n'est ni productrice ni expéditeur de propane. A.G Pipe Lines et Dow ont déclaré que leur intérêt, en qualité de propriétaires du réseau de Cochin, est d'optimiser les recettes du réseau de Cochin.

Dow a déclaré que le tarif incitatif d'éthylène a été adopté par le comité d'exploitation quant Dow s'est engagée à expédier une quantité minimale. Dow a déclaré que l'expédition de 23 800 m^3 (150 000 barils) d'éthylène au tarif incitatif était marginale par rapport à sa demande normale et que l'expédition de cet éthylène n'aurait pas eu lieu sans le tarif incitatif. Dow a nié avoir permis une baisse de son inventaire en août pour tirer avantage du tarif incitatif.

3.4 Les tarifs incitatifs de 1986

Le 24 octobre 1985, Cochin a déposé auprès de l'Office les tarifs ONÉ n° 32 et n° 33 applicables aux expéditions respectives de mélange de LGN et de quantités incitatives de propane. Le tarif ONÉ n° 32 prévoit l'expédition de mélange de LGN, soit de Fort Saskatchewan soit de Kerrobert jusqu'à Windsor. Le droit d'acheminement de Fort Saskatchewan à Windsor pour le tronçon canadien est de 5,98 \$/m^3 (0,95 \$/baril) qui lorsqu'il est combiné au tarif n° 39 de la FERC donne un droit global

jusqu'à Windsor d'environ 19,18 $/m^3 (3,05 $/baril). Cochin a déclaré que, étant donné les impératifs prévus pour l'acheminement des produits sur la canalisation n^o 1 de PIL, Dome s'attend à acheminer des quantités importantes de mélange de LGN par le réseau de Cochin dès décembre 1985. L'Office a approuvé provisoirement le tarif ONÉ n^o 32 à compter du 1er décembre 1985.

Cochin propose l'entrée en vigueur du tarif de propane ONÉ n^o 33 à compter du 1er avril 1986, mais ce tarif n'a pas encore été accepté par l'Office. Le tarif prévoit l'expédition de propane, à des taux inférieurs de 40 pour cent par rapport au tarif de propane existant, jusqu'à Windsor (ONÉ n^o 27). Le droit proposé pour les expéditions de propane de Fort Saskatchewan à Windsor est le même que pour le tarif incitatif de mélange de LGN décrit ci-dessus. Le tarif ONÉ n^o 33 s'applique aux quantités expédiées pendant les périodes hors pointe entre avril et août. Le tarif prévoit aussi qu'en expédiant pendant la période hors pointe, l'expéditeur pourrait gagner le droit d'expédier une quantité égale pendant la période de pointe de septembre à mars et ce au tarif incitatif.

Cochin a déclaré que le droit de 19,18$/m^3 (3,05$/baril) proposé pour le propane était axé sur les lois du marché et a été établi à un niveau qui attirerait les expéditions de propane. La société a expliqué que le prix de vente différentiel, est-ouest, du marché du propane se traduisait par environ 30,90$/m^3 (4,93$/baril). Ceci dépassait d'environ 6,16$/m^3 (0,98$/baril) le coût global d'expédition se chiffrant à 24,85$/m^3 (3,95$/baril) à partir de Fort Saskatchewan jusqu'à Sarnia (Ontario) en passant par le réseau de Cochin et le RLE. Ce coût global comprenait 1,57$/m^3 (0,25$/baril) pour l'accumulation des lots et les installations d'injection de Fort Saskatchewan 19,18$/m^3 (3,05$/baril) pour le droit pipelinier de Cochin, 1,57$/m^3 (0,25$/baril) pour le coût de terminal à

Windsor et 2,52$/$m^3$ (0,40$/baril) pour le droit du réseau RLE. Selon Cochin, une marge de profil d'environ 6,16$/$m^3$ (0,98$/baril) constituait un incitatif suffisant pour que les expéditeurs acheminent le propane par son réseau.

Cochin a déclaré que, à l'encontre de ce qui ce passe pour le tarif du propane, il n'y a aucune limitation des quantités en hiver pour le tarif du mélange de LGN. Cela est principalement dû à ce que le mélange de LGN n'est pas un produit aussi saisonnier que le propane. Si Cochin devait garder le tarif incitatif de propane en vigueur pendant toute l'année, cela reviendrait à donner une somme importante de recettes sur les expéditions de propane aux États-Unis pendant la saison de chauffage de pointe. Une autre raison citée pour expliquer la différence était que le mélange LGN n'était pas expédié actuellement et si Cochin ne présente pas un droit intéressant pendant toute l'année, les expéditeurs de mélange de LGN ne l'expédieraient pas en hiver si le droit était trop élevé.

Cochin a déclaré qu'elle avait déposé tôt le nouveau tarif de propane pour que les expéditeurs disposent de suffisamment de temps pour l'achèvement des dispositions nécessaires. Cochin est convaincu que l'élimination des restrictions sur les quantités et le droit d'expédier des quantités égales pendant la saison de pointe au même débit que pendant la saison hors pointe, encourageraient une répartition plus uniforme des expéditions vers les lieux de destination lorsque le stockage est disponible et permettraient donc une meilleure utilisation du réseau.

En ce qui concerne l'exigence d'un volume de lot de 7 950 m^3 (50 000 barils) du tarif et d'une soumission minimale de 790 m^3 (5 000 barils) Cochin a expliqué qu'elle accumule un certains nombre de soumissions de propane pour obtenir une taille de lot de 7 950 m^3 (50 000 barils). Elle ne peut pas expédier

de lots plus petits par la canalisation. Dans le cas du mélange LGN, Cochin a supposé qu'elle obtiendrait les soumissions minimales de 7 950 m^3 (50 000 barils) pour les livraisons de mélange de LGN des expéditeurs individuels.

Cochin a déclaré qu'elle ne prévoit pas actuellement de dépôt portant sur de grosses expéditions de butane, mais qu'elle reste ouverte à cette possibilité et essayera d'accomoder tout expéditeur possédant d'importantes quantités de butane. Cochin veut être convaincue que le stockage sera disponible aux points de livraison avant de déposer un tarif de butanes pour approbation de l'Office.

3.5 Le côté attrayant des tarifs ONÉ n^{os} 32 et 33 de Cochin

La preuve a été présentée sur trois aspects attrayants des tarifs no 32 et 33:

(i) le risque associé aux tarifs incitatifs;
(ii) la structure des tarifs proposés; et
(iii) la probabilité des expéditeurs acheminant leur produit en vertu de ces tarifs.

La preuve sur ces aspects des tarifs ONÉ n^{o} 32 et n^{o} 33 est résumée ci-après.

3.5.1 Le risque associé aux tarifs incitatifs

Plusieurs expéditeurs éventuels ont déclaré que pour qu'ils s'engagent à expédier des quantités importantes de produits par le réseau de Cochin, ils auraient besoin de l'assurance de tarifs stables à long terme pour ce pipeline. Si, dans le cadre des fins recherchées, il n'est pas économique d'expédier dans le réseau de Cochin aux termes du tarif ordinaire, dans ce cas, il ne faut pas s'attendre à ce qu'ils fassent les investissements

nécessaires pour accepter les expéditions étant donné que le tarif incitatif pourrait être éliminé à tout moment. Pour la même raison, ils ne voyaient pas comment Cochin pourrait s'attendre à leur faire signer des ententes avec modalités "expédier ou payer" pour le stockage dans le contexte d'importantes incertitudes économiques.

3.5.2 La structure des tarifs proposés

Les commentaires sur la structure des tarifs étaient limités, mais ICG Liquid Gas Ltd. a fait remarquer que le tarif ONÉ n° 32 proposé pour les mélanges de LGN est, de loin, inférieur à la composante d'hiver du tarif normal de propane (pour les quantités non incitatives) et que les droits devraient refléter les coûts relatifs d'expédition des produits. Cet argument a aussi été avancé pour les tarifs d'éthylène. Par le passé, l'éthylène s'était vu accorder le même droit (taux ordinaire et incitatif) que le propane jusqu'à Windsor, bien que l'éthylène soit acheminé plus loin jusqu'à Sarnia et doive subir le coût supplémentaire de Cochin ayant à traiter avec l'interface éthane/éthylène.

Shell Canada Limitée a déclaré qu'elle s'opposait à la structure du tarif proposé pour le propane, car selon elle, il n'était pas conçu pour maximiser les débits sur le réseau de Cochin, mais plutôt pour procurer un avantage aux grands expéditeurs. ICG a aussi fait part des ses objections à la "composante saisonnière" du tarif proposé pour le propane.

3.5.3 La probabilité des expéditions aux termes de l'ONÉ n° 32

CanStates et Polysar ont exprimé leur intérêt à expédier le mélange de LGN par le réseau de Cochin jusqu'à Windsor pour livraison ultime à Marysville (Michigan). Toutefois, ces deux sociétés ne s'engageraient pas à faire d'expéditions aux termes du

tarif de mélange LNG de Cochin. Elles préféreraient plutôt avoir accès à la plus grande plage d'options possibles de stocks d'alimentation pour leur permettre d'utiliser la solution la plus intéressante du point de vue économique et en fonction des circonstances prévalentes. CanStates a fait remarquer que, étant donné que le point final de livraison pour le tarif est Windsor et que Dome est la seule société disposant d'installations de stockage de LGN à Windsor, le tarif procurerait actuellement seulement un avantage à Dome et n'intéresse pas CanStates.

D'autres expéditeurs possibles ont indiqué que leur intérêt à expédier le mélange de LGN aux termes du tarif ONÉ no 32 était limité.

Cochin a noté que le droit actuel de PIL jusqu'à Sarnia est de 7,55 $\$/m^3$ (1,20$/baril) par rapport au coût global d'acheminement du mélange de LGN jusqu'à Sarnia par le réseau de Cochin et celui du RLE qui se chiffre à 24,85$/$m^3$ (3,95$/baril). En outre, la facturation par Cochin d'une provision pour les pertes d'expédition se montant à un demi pourcent est dix fois plus importante que ce que perçoit PIL.

Quant à la question de savoir qui utilisera le tarif de LGN de Cochin étant donné le côté attrayant du tarif de PIL, Cochin a déclaré que la canalisation de PIL était pleine et qu'un expéditeur acheminerait l'excédent de mélange LGN par le réseau de Cochin. Alternativement, PIL pourrait louer une certaine capacité sur le réseau de Cochin pour l'expédition de mélange de LGN. Cochin a suggéré que cette disposition serait à l'avantage de PIL et des expéditeurs de pétrole brut car la capacité de PIL serait libérée presque immédiatement pour l'acheminement de pétrole brut supplémentaire et de mélange de LGN. Ceci permettrait d'atténuer les problèmes actuels de production non exploitée dans l'ouest du Canada.

Cochin a déclaré qu'elle était consciente en général du plan de PIL en vue de l'agrandissement de son réseau, mais elle a déclaré qu'elle poursuit des négociations sur la location par PIL d'une capacité de 3 980 m^3/jour (25 000 b/j) sur le réseau de Cochin. Cochin a déclaré qu'elle expédierait 1 590 m^3/jour (10 000 b/j) immédiatement et 3 980 m^3/jour (25 000 b/j) de mélange de LGN en six mois environ.

3.5.4 La probabilité des expéditions aux termes du tarif ONÉ no 33

La plupart des expéditeurs possibles de propane ont déclaré que leurs futures expéditions de propane à Windsor aux termes du tarif ONÉ no 33 dépendront partiellement des coûts relatifs d'achat de propane pur expédié sur le réseau de Cochin en regard des achats de propane d'autres sources, y compris le produit de l'usine de fractionnement de Dome à Sarnia. Les coûts relatifs de ces deux sources de propane dépendront à leur tour de l'attrait du tarif de propane applicable au réseau de Cochin.

ICG a présenté la preuve indiquant qu'il y avait un avantage de coût de 11,45\$/m^3 (1,82\$/barils) en juillet 1985 lors de l'achat de propane pur dans l'ouest et de son expédition sur le réseau de Cochin en vertu du tarif incitatif de propane en vigueur à ce moment-là. ICG a aussi estimé qu'il y aurait un avantage de coût d'environ 11,87\$/m^3 (1,87\$/baril) le 1er avril 1986 en supposant que le tarif ONÉ no 33, que propose Cochin, sera en vigueur à ce moment-là et que les prix actuels dans l'ouest et à Sarnia prévaudront alors. D'autres expéditeurs possibles sur le réseau de Cochin ont convenu que ces chiffres indiquaient bien le côté incitatif d'utilisation du réseau de Cochin, mais ils ont fait remarquer que la taille de cet incitatif pourrait facilement être modifiée si, entre autres, Dome réduisait son prix de vente pour le propane produit dans son usine de Sarnia.

Les expéditeurs ont aussi déclaré que les expéditions de propane jusqu'à Windsor en vertu du tarif de l'ONÉ no 33 et l'utilisation de toute installation de stockage ou de terminal à Windsor dépendront partiellement des conditions relatives du marché acheteur, ainsi que de la disponibilité relative d'installations de stockage et de terminal à Sarnia et à Marysville par rapport à ce qui existe à Windsor.

Chapitre 4

Initiatives au stockage proposées par Cochin et Dome

4.1 Certificats OC-28 et OC-29

Les motifs de décision que l'Office a diffusés au moment de la délivrance des certificats OC-28 et OC-29 autorisant la construction du réseau RLE et du réseau de Cochin, respectivement, font état de certaines entreprises de stockage présentées par les représentants des sociétés devant l'Office.

En ce qui concerne le certificat OC-28, les motifs de décision de l'Office daté de septembre 1973 contenaient les passages suivants:

"Installations p. 12 (traduction libre)

...Au début, Dome NGL ne possédera aucune installation de stockage souterrain. Les installations de stockage mises à la disposition du réseau appartiennent à Dome et sont engagées à desservir son contrat avec la Colombia. Si des tiers expéditeurs ont besoin de stockage à Windsor (Ontario), Dome NGL a déclaré qu'elle aménagera le cas échéant un stockage selon un tarif donné."

Finances p. 17 (traduction libre)

...Le pipeline sera raccordé au stockage souterrain de Dome à Windsor. Dome NGL ne possédera pas initialement son propre stockage, mais le fournirait si elle avait l'assurance de recevoir une quantité suffisante, sur une période suffisamment longue ce qui lui fournirait une assise économique."

Au cours de l'audience faisant l'objet du présent rapport, Dome a noté que le libellé du dernier passage sous-entend que l'Office avait compris que le stockage initial ne devait pas appartenir aux pipelines, mais plutôt à Dome.

En ce qui concerne le certificat OC-29, les motifs de décision de l'Office datés de janvier 1974 contenaient le passage suivant:

> "Installations et tracé p. 6 - 11 (traduction libre)
>
> Cochin ne propose pas d'avoir des installations de stockage sur le réseau pipelinier, mais des installations appartenant à l'expéditeur seront utilisées à Fort Saskatchewan, Kerrobert et Sarnia. L'expéditeur a entrepris de fournir le stockage sur demande et sur paiement de frais."

Au cours de l'audience faisant l'objet du présent rapport, Cochin a déclaré que si une quantité raisonnable de stockage est nécessaire, dans ce cas, Cochin pourrait l'assurer en louant le stockage auprès de tiers et remplirait ainsi tout engagement antérieur auprès de l'Office.

Dome et Cochin ont convenu toutes deux au cours de l'audience que nonobstant l'échange entre les deux sociétés de pipeline entre Windsor et Sarnia, l'engagement fait par Dome NGL de fournir du stockage à Windsor sur une base tarifaire demeurait celui de Dome NGL.

4.2 Initiatives actuelles

Cochin a déclaré qu'elle s'est engagée à transporter des quantités additionnelles de propane et de mélange de LGN sur le réseau de Cochin dans la zone Windsor-Sarnia. Cochin a convenu

que les expéditeurs doivent faire entrer et sortir leur produit de la canalisation et que des installations de terminal et de stockage doivent être disponibles.

Cochin a déclaré qu'à Windsor, la Coentreprise des expéditeurs d'éthane était prête à convertir une ou plusieurs de leurs cavernes au stockage de dégagement de propane ou de NGL. Les expéditeurs d'éthane seraient aussi disposés à louer de Dome des installations de chargement par fer ou du stockage additionnel selon leurs exigences et la disponibilité. Les expéditeurs pourraient avoir accès à ces installations sur paiement d'un coût à négocier avec les expéditeurs d'éthane.

De même, Cochin a indiqué qu'elle était prête à aider les expéditeurs possibles dans leur négociation pour avoir accès aux pipelines ou aux installations de stockage appartenant à d'autres dans la zone de Windsor-Sarnia.

4.2.1 Installations fournies par le réseau de Cochin

Cochin a déclaré que ses installations, telles qu'elles existent actuellement, sont disponibles sans aucune différenciation entre les expéditeurs. Cochin fournit le stockage pour son propre usage afin de traiter l'interface éthane/éthylene à Windsor, ainsi que pour manutentionner l'éthane et le propane à Régina. Elle fournit également un stockage limité en surface aux terminaux des É.-U. pour faciliter les livraisons de propane par camions et wagons-citernes. Nonobstant ce qui précède, Cochin a déclaré que, selon sa politique, les expéditeurs devraient fournir leur propre stockage ou prendre les dispositions nécessaires en ce sens. Cochin a déclaré qu'elle ne possède aucune installation de chargement à Windsor, mais que s'il y a suffisament de demandes et que les expéditeurs étaient prêts à expédier ou à payer, Cochin construirait de telles installations de chargement.

Dome a convenu que, sous réserve d'un vote affirmatif de 85 pour cent du comité d'exploitation, aux termes de l'Entente de l'entreprise de co-participants, les propriétaires du pipeline Cochin agrandiraient le réseau de Cochin en aménageant des installations de stockage supplémentaires. Toutefois, Dome a déclaré qu'elle n'appuierait pas la construction d'installations supplémentaires par Cochin s'il y avait une façon moins coûteuse d'assurer ce service. Si, par contre, il n'y avait pas de meilleure solution, Dome a déclaré que ce serait une bonne idée pour l'Office que d'ordonner à Cochin de fournir le stockage.

4.2.2 Les cavernes de la Coentreprise des expéditeurs d'éthane

Dome et Cochin ont déclaré que si une capacité excédentaire de stockage se forme, dans ce cas les expéditeurs d'éthane seraient prêts à convertir une ou plusieurs des cavernes de stockage d'éthane E-1, E-3 et E-5 du service d'éthane à celui de propane, de butanes ou de mélange de LGN dans le cas où les expéditeurs s'engageraient à envoyer un total de 7 950 m^3 (500 000 barils).

Elles ont confirmé qu'un expéditeur devrait payer un coût de terminal de 1,57 \$/m^3 (0,25 \$/baril), qui comprendrait le stockage de dégagement et les services de déhydratation, mais n'incluerait pas l'utilisation des installations de chargement par fer ou par camions. Cochin a confirmé que le coût de 1,57 \$/m^3 (0,25 \$/baril) couvrirait toute période de stockage de dégagement nécessaire pour achever le transfert du réseau de Cochin à celui de RLE, période qui selon un témoin de Dome pourrait atteindre 30 jours. Dome n'a pas pu confirmer si le coût de 1,57 \$/m^3 (0,25 \$/baril) avait été approuvé par le comité d'exploitation conformément à l'entente d'exploitation des installations de Windsor.

Dome a déclaré que, lorsque deux transporteurs communs étaient interconnectés et que l'acheminement du produit n'était pas interrompu, n'était pas compté et n'exigeait pas de pompage, des frais de terminal ne devraient pas être perçus. Toutefois, si un produit était acheminé du réseau de Cochin à celui du RLE, même sans passer par le stockage, un coût de terminal serait justifié car le service de stockage, bien qu'il n'ait pas été utilisé, avait été néanmoins mis à la disposition du produit.

Dome a indiqué qu'elle n'avait pas l'intention que les cavernes d'éthane soient louées au réseau de Cochin. Elles seraient plutôt mises à la disposition des expéditeurs pour un coût séparé. La disposition serait analogue à celle de Fort Saskatchewan, où la comptabilité a été faite sous forme d'un ensemble; un coût était perçu au compte des expéditeurs d'éthane et le droit pipelinier était perçu conformément aux tarifs ONÉ. Cochin a déclaré que si les cavernes de stockage devaient être réglementées, le coût de stockage serait d'environ 8,43 $/m^3 (1,34 $/baril) par rapport au 1,57 $ (0,25 $) proposé actuellement. L'estimation des 8,43 $ (1,34 $) qui avait été prévue était fondée sur une hypothèse de 7 950 m^3 (500 000 barils) de débit annuel par caverne, d'une méthodologie de droit de taux non incitatif et d'un coût du service annuel du 670 000 $ par caverne calculé conformément à la méthodologie approuvée par l'Office pour le réseau de Cochin.

4.2.3 Cavernes et installations de chargement de Dome

Cochin a déclaré que si les cavernes de stockage d'éthane E-1, E-3 et E-5 étaient insuffisantes, ou si les installations de chargement s'avéraient nécessaires, les expéditeurs d'éthane loueraient les installations de Dome, lorsqu'elles sont disponibles et les offriraient à d'autres expéditeurs. Dome a confirmé qu'elle serait prête à louer pour une certaine utilisation, ces installations de chargement et une partie de

ses cavernes (cavernes B-7 et P-8) aux expéditeurs d'éthane. Elle s'est aussi déclarée disposée à partager une part proportionnelle de l'espace de toute installation qu'elle aurait convenue de louer si elle devenait nécessaire.

Dome a déclaré qu'elle ne louerait pas ses installations directement au pipeline, parce que les expéditeurs d'éthane fourniraient déjà un service analogue et qu'il n'y avait aucune raison d'engager une tierce partie dans cet exercice. Cochin a convenu qu'étant donné que les expéditeurs d'éthane fourniraient le stockage dans les cavernes E-1, E-3 et E-5, il serait préférable pour les expéditeurs d'éthane de fournir toute autre installation louée. Cochin a déclaré que l'utilisation d'une entité non réglementée pour la location des cavernes augmenterait la souplesse de l'ajout, de la soustraction et de la permutation du service des cavernes d'une année à l'autre sans la complication des procédures de réglementation et du dépôt de tarifs. Cette disposition serait comparable à celle de Fort Saskatchewan où les expéditeurs de propane utilisent les installations fournies par les expéditeurs d'éthane.

4.2.4 Cavernes de Dow

Dow examine la faisabilité d'offrir, au titre d'utilisation de terminus du réseau de Cochin à Sarnia, quatre cavernes de saumure existant sur son site de stockage et dotées d'une capacité globale de 95 400 m^3 (600 000 barils). Toutefois, aucune entente garantie n'a été signée au moment de l'audience et aucun engagement n'a été pris quant à savoir si ces cavernes seraient exploités dans le cadre du réseau de Cochin.

4.2.5 Résumé

En résumé, les initiatives avancées par Cochin et que Dome a mentionnées sous la désignation de "solution Cochin" comprennent ce qui suit; Cochin a entrepris de:

(i) aider dans les négociations pour avoir accès aux cavernes d'éthane,

(ii) aider dans les négociations avec Dow pour le stockage à Sarnia,

(iii) aider dans les négociations avec Dome pour l'utilisation de ses cavernes à Windsor,

(iv) aider dans les négociations pour l'utilisations des installations de chargement et de déchargement de Windsor appartenant à Dome,

(v) aider dans la négociation de l'accès au RLE, et

(vi) aider dans les négociations pour avoir accès aux autres installations pipelinières et de stockage dans la zone de Windsor-Sarnia.

En ce qui concerne (i) ci-dessus, la Coentreprise des expéditeurs d'éthane a entrepris de convertir ses cavernes d'éthane pour stocker d'autres produits, à condition que l'excédent de capacité soit disponible et que des engagements garantis d'expédier ou de payer soient conclus par les expéditeurs possibles. Les expéditeurs d'éthane ont aussi entrepris de louer, en fonction de la disponibilité, les installations de stockage et de chargement de Dome à Windsor et possiblement certaines installations de Dow à Sarnia.

4.3 Les objections des expéditeurs à ces initiatives

CanStates a déclaré que l'Office disposait de la compétence nécessaire pour enjoindre Cochin à fournir le service de terminal à Windsor et qu'il devrait le faire. L'offre Cochin-Dome pour aider les expéditeurs dans des négociations de miettes de service de terminal n'était pas acceptable car un tel service devrait être fourni selon un tarif devant être examiné par l'Office bien que la proposition initiale proviendrait de Cochin elle-même. CanStates a déclaré que même sans ces garanties, si le tarif, y compris le coût de terminal, n'était pas concurrentiel, il y avait peu de perspectives d'acheminement accru de produits.

Gulf a déclaré que sa principale préoccupation était le conflit d'intérêts de Dome en sa qualité de propriétaire du pipeline de Cochin et en sa qualité d'expéditeur principal sur le réseau de PIL. Selon Gulf, le conflit d'intérêts pourrait être éliminé si les installations de stockage et de chargement de Windsor étaient réglementées par l'Office comme les transporteurs publics. Gulf a déclaré qu'elle préférerait que les installations de Dome à Windsor soient louées au réseau de Cochin plutôt qu'aux expéditeurs d'éthane car Cochin est exploitée comme transporteur public. Selon Gulf, l'Office devrait ordonner à Cochin, aux termes du paragraphe 59(3) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de fournir les installations disponibles à Windsor. De même, selon Gulf, si les produits autres que l'éthylene devaient être expédiés par le réseau de Cochin jusqu'à Sarnia, les installations de stockage de Sarnia feraient partie du réseau de Cochin de la même façon que les installations de stockage de Windsor devraient l'être.

Chapitre 5

Les besoins de stockage et de terminal des expéditeurs éventuels

5.1 Utilisation éventuelle du réseau de Cochin et du terminal de Windsor

L'Office a demandé aux intervenants de fournir des renseignements sur l'emploi éventuel des installations de stockage et de chargement au terminal de Windsor, en supposant que ces installations représentaient un point d'approvisionnement disponible et concurrentiel. Sur les onze intervenants qui ont répondu, dix ont indiqué qu'ils seraient intéressés à utiliser de telles installations. La quantité de détails fournis variait selon les réponses. Certains renseignements fournis ont été modifiés au cours de la déposition des témoins de la société.

Tous les répondants ont souligné que le facteur économique serait le plus important pour déterminer l'emploi du réseau de Cochin et du terminal de Windsor. La plupart des intervenants ne pouvaient prédire la quantité qu'ils expédieraient par le réseau de Cochin jusque dans la région de Windsor/Sarnia. Ils ont convenu en général que cette quantité serait déterminée par le coût relatif d'achat d'un produit pur, en Alberta, et l'expédition par le réseau de Cochin (y compris les frais d'injection, les tarifs pipeliniers et les frais de terminal et de stockage), par rapport au coût du produit disponible des sources actuelles.

Le tableau suivant résume les quantités annuelles possibles suggérées par certains des intervenants.

Utilisation possible du terminal
de Windsor et du réseau de Cochin**

($10^3 m^3$)

SOCIÉTÉ	QUANTITÉ	PRODUIT	ANNÉE
CanStates	290	propane	*
	145	butanes	*
Canterra Energy Ltd.	255	propane/butanes	1990
Chevron	20	propane	*
Gulf	100 - 250	propane	*
	20 - 50	butanes	*
SOQUIP	290	butanes	1986
	290 - 350	propane ou butanes	1989
	1 160	mélange de LGN	1989

---

* Nota: les estimations n'indiquaient pas l'année au cours de laquelle l'expédition devait commencer.

** Nota: toutes les estimations ci-dessus étaient sujettes aux facteurs économiques relatifs du réseau de Cochin par rapport à d'autres réseaux de transport.

En plus de ces quantités, CIGAS Products Ltd. et ICG se sont montrées intéressées à acheminer du propane pur par le réseau de Cochin, tandis qu'Esso Ressources Canada Limitée, Petro-Canada et Shell seraient plus intéressées à acheminer du propane et des butanes. Gulf, Shell et CanStates ont soulevé la possibilité d'expédier un mélange de LGN par le réseau de Cochin à une date future. Chevron et Esso ont indiqué qu'elles seraient peut-être intéressées à expédier une certaine quantité d'éthane par le réseau de Cochin vers l'est du Canada. Le représentant de Dow au

comité de Cochin a indiqué que cette dernière étudiait la possibilité d'expédier du butadiène et du propylène par le réseau de Cochin.

Les intervenants ont cité d'autres facteurs qui se rapporteraient aux besoins possibles futurs de stockage à Windsor, soit l'offre et la demande futures de LGN dans l'est et dans l'ouest du Canada, les contraintes au niveau de la capacité des pipelines et du stockage, ainsi que toute modalité contractuelle associée à l'accès aux pipelines ou aux installations de stockage.

5.2 Windsor par rapport à Sarnia

La plupart des intervenants se sont montrés intéressés à effectuer des livraisons dans la région de Sarnia. Selon les configurations pipelinières actuelles, ils croyaient que l'accès aux installations situées à Windsor seraient nécessaires pour permettre le transfert des produits entre le réseau de Cochin et celui du RLE, afin d'effectuer les livraisons dans la région de Sarnia.

CIGAS, Gulf, ICG et Shell ont précisé qu'elles souhaiteraient utiliser Windsor pour approvisionner les marchés locaux en propane pur, par des installations de chargement par camions et par fer situées à Windsor. ICG a indiqué que le fait que les installations à Windsor sont situées le long d'un réseau ferroviaire différent était attrayant compte tenu des problèmes de la congestion ferroviaire à Sarnia.

Polysar a précisé que l'accès au stockage à Windsor pourrait être utile pour le commerce de LGN.

Plusieurs intervenants ont indiqué que l'accès aux installations de terminal à Windsor serait une amélioration par rapport à la situation actuelle.

Dow a précisé qu'elle continuerait à faire des expéditions au-delà de Windsor sur le réseau de Cochin et, par conséquent, qu'elle n'était pas intéressée au stockage à Windsor.

De son côté, Dome a indiqué qu'elle utiliserait ses propres installations et qu'un stockage supplémentaire à Windsor ne l'intéressait pas.

5.3 Besoins de stockage

Compte tenu de l'absence de renseignements spécifiques en ce qui concerne les arrangements pour le stockage et les coûts, la plupart des intervenants ont été incapables de préciser la quantité de stockage dont ils auraient besoin à Windsor.

En plus de CanStates et Polysar (voir la section 2.5.5), ICG a également indiqué qu'elle considérerait fournir ses propres installations de stockage.

ICG a précisé qu'elle a besoin d'un stockage de propane à long terme, pouvant couvrir la saison de chauffage ou même plus. Dans de bonnes conditions économiques, ICG serait disposée à acquérir du stockage à Windsor, soit par une entente conclue avec les propriétaires, soit en construisant ces installations elle-même. Le cas échéant, ICG construirait également des installations de chargement par camions, par wagons-citernes et par fer. La société n'investirait dans la construction de telles installations que si elle est raisonnablement certaine que les droits pipeliniers demeureront stables. Toutefois, étant donné que les tarifs incitatifs pour le réseau pourraient, de son avis, être éliminés en tout temps dans le futur, ICG hésite à se lancer dans un tel investissement.

CIGAS a également exprimé un besoin de stockage à long terme à Windsor, en raison des fluctuations estivales et

hivernales dans la demande de propane. Les autres intervenants s'intéressaient principalement aux installations de terminal, accompagnées d'un stockage connexe à court terme à Windsor.

5.4 Les préoccupations de Dome et de Cochin

Cochin a déclaré que les propriétaires du réseau de Cochin, y compris Dome, ont proposé que les installations de Windsor soient offertes aux autres expéditeurs. Elle a également indiqué que Dome et les propriétaires du réseau de Cochin sont disposés à permettre des raccordements pipeliniers au RLE ou au réseau de Cochin dans la région de Sarnia, dans la mesure où ils peuvent être justifiés.

Toutefois, Cochin a indiqué qu'elle doit connaître la quantité des produits que divers expéditeurs sont prêts à expédier par son réseau jusqu'à Windsor ou Sarnia; ce n'est qu'en ayant de telles discussions avec divers expéditeurs éventuels que Cochin pourra s'assurer si ces expéditeurs sont sérieux en ce qui concerne l'expédition de propane et d'autres produits.

Dome et Cochin ont fait remarqué, avec inquiétude, l'absence d'engagements fermes des expéditeurs éventuels, tant pour l'expédition de produits dans leur réseau que pour l'obtention de stockage à Windsor. Selon Dome, cela a rendu la preuve du besoin de stockage à Windsor non concluante.

Dome a fait remarquer que certains expéditeurs éventuels ont passé beaucoup de temps à essayer de déterminer s'il était possible d'expédier le produit par acheminement continu au-delà du terminal de Windsor. Selon Dome, ce fait démontrait, dans une large mesure, que la disponibilité du stockage à Windsor était une préoccupation secondaire de ces expéditeurs éventuels. Cochin soutenait que la fourniture de stockage pour son réseau à proximité de l'usine de Dow, à Sarnia, constitue la meilleure solution à long terme.

Les propriétaires du réseau Cochin ont fait valoir qu'il serait illogique de s'attendre à ce qu'ils engagent des dépenses pour fournir des installations de stockage et de terminal en l'absence d'engagements fermes de la part des expéditeurs. Les expéditeurs éventuels ont répondu que, si Cochin est réellement intéressée à augmenter le débit du réseau, il serait dans leur propre intérêt de fournir de telles installations, puisque le coût de l'investissement ne serait pas considérable comparativement aux avantages financiers possibles pour la société pipelinière.

Cochin a mentionné que son projet n'est pas différent des arrangements à Fort Saskatchewan, où des installations de stockage sont offertes aux expéditeurs à des prix compétitifs, en l'absence d'une réglementation des droits. Plusieurs expéditeurs s'opposaient au concept de frais négociés individuellement pour des services de terminal et de stockage, car, selon eux, Cochin serait dans une position de conflit d'intérêt. Ils ont également indiqué que Fort Saskatchewan est différent car plusieurs sociétés y offrent des installations de stockage, créant ainsi une concurrence, alors que cette même concurrence n'existe pas à Windsor.

5.5 Pratique générale de l'industrie en ce qui concerne la fourniture d'installations de stockage et de terminal

Cochin était d'avis qu'une société pipelinière n'est pas tenue de fournir des installations de stockage à ses expéditeurs et qu'une telle décision incombe aux propriétaires du pipeline. Dans la planification du pipeline, Cochin avait décidé de fournir du stockage de propane en surface en cinq endroits situés aux États-Unis pour encourager les expéditions. Toutefois, elle a déclaré que plusieurs choix au niveau du stockage s'offraient aux expéditeurs à Windsor et, par conséquent, elle ne croit pas qu'il soit nécessaire de fournir des installations de stockage et de terminal à cet endroit.

Selon Dome, un pipeline de transport commun ne devrait pas être obligé de fournir aux expéditeurs un moyen pour entrer dans le réseau ou en sortir. Toutefois, si l'on devait considérer que le stockage est nécessaire et qu'il fait partie intégrante d'un réseau pipelinier, elle était d'accord pour qu'un tel stockage soit réglementé.

Gulf a déclaré qu'il n'existe aucune pratique générale au niveau de l'industrie en ce qui concerne la fourniture de stockage, et que le stockage est fourni selon les besoins de l'expéditeur. Dans certains cas, plusieurs expéditeurs se réunissent et construisent une installation dont l'exploitation incombe à la société pipelinière, tandis que dans d'autres cas, les expéditeurs fournissent leurs propres installations. De temps à autre, des sociétés pipelinières construiront et exploiteront de telles installations.

ICG a avancé que les installations de stockage et de terminal sont décisives pour la mise en valeur du marché de propane au Canada que Cochin doit desservir. Elle considère que les distributeurs canadiens devraient pouvoir profiter du même genre de services de terminal que ceux offerts par Cochin aux États-Unis.

Selon Shell, si les expéditeurs ont besoin d'installations de terminal, les sociétés pipelinières devraient alors en fournir. Shell a déclaré que des oléoducs de pétrole brut fournissent en général des installations de terminal et des citernes; les réseaux de produit pur ne le font pas.

Selon CanStates, le réseau Texas Eastern Transmission Corporation aux États-Unis offre des installations publiques pour les expéditeurs de propane, au début et à la fin de son pipeline, ainsi qu'à d'autres endroits situés le long du pipeline. Toutefois, elle admettait que certaines des installations de

stockage le long de ce pipeline appartiennent aux expéditeurs. CanStates explique également qu'Hydrocarbon Transportation Inc. et MAPCO, deux sociétés pipelinières des États-Unis, fournissent certaines installations de terminal pour des expéditeurs de propane, de butane et de produits à haute pression de vapeur.

D'après Cochin, PIL ne fournit pas d'installations de stockage à Edmondon, du stockage de dégagement à Superior, ni de stockage de réception à Sarnia pour les expéditeurs de produits à haute pression de vapeur. Ce sont les expéditeurs qui fournissent ces installations.

Selon la preuve, la société Pipelines Trans-Nord Inc. possède certaines installations de stockage, mais la majorité du stockage sur son réseau appartient aux expéditeurs. Selon ses tarifs et modalités de transport, les expéditeurs doivent fournir les installations nécessaires pour les livraisons et les réceptions, sans restreindre la capacité complète du débit du réseau de Trans-Nord. Interrogé sur les motifs ce facteur, un témoin de Gulf a suggéré que les expéditeurs de produits fongibles, tels le propane, les butanes et l'éthane, se contentent de laisser à la société pipelinière la charge du stockage, pour des raisons de simplicité et d'économies d'échelle. Cependant, des expéditeurs de produits non fongibles construiraient des installations de stockage pour leur propre utilisation, afin de protéger les caractéristiques de leur produit.

Chapitre 6

Résumé et conclusions

Le chapitre suivant constitue un résumé des considérations pertinentes et des questions ayant fait l'objet de discussions au cours de l'audience, à l'exception des arguments juridiques traitant de la juridiction.

6.1 Considérations pertinentes

6.1.1 But et portée de l'audience

La présente audience a été tenue en réponse aux préoccupations exprimées par des expéditeurs éventuels, lorsque l'Office a évalué les tarifs ONÉ n^{o} 27 et n^{o} 29 de Cochin. Certains expéditeurs éventuels s'inquiétaient qu'en ajoutant Windsor comme point de livraison pour le propane, les sociétés n'exerçant aucun contrôle sur les installations de Windsor ne pourraient jouir de chances égales d'expédition en vertu des tarifs incitatifs. Le but de l'audience visait ainsi l'examen des faits pertinents, pour savoir si l'Office devrait exercer une juridiction sur une partie ou l'ensemble des installations de Windsor. En outre, l'audience visait à décider, en se fondant sur le besoin actuel et futur d'installations de stockage et de terminal à Windsor, si l'Office devrait prendre d'autres mesures. Dans sa déclaration d'ouverture, le Président a précisé la portée de cette dernière intention, alors qu'il affirmait:

> "J'aimerais souligner ici, que, s'il est établi qu'il existe un problème quant à la disponibilité d'installations de stockage et d'autre nature à Windsor, il n'est pas dans les limites de la présente audience que je recueille des renseignements qui permettraient à l'Office de décider de la meilleure solution à ce problème. Une telle décision ne pourrait être rendue qu'après l'examen détaillé des forces et de faiblesses relatives de chaque solution possible. Il est évident que lorsque l'Office rendra sa décision en ce qui concerne sa juridiction sur les installations de Windsor, il sera beaucoup plus approprié d'effectuer une telle étude."

6.1.2 Considération du transporteur commun

La preuve en faveur et contre la juridiction de l'Office peut se décrire par un thème général répétitif; à savoir si l'absence de la réglementation de l'Office sur certaines installations importantes limite l'aptitude des sociétés pipelinières dans la région Windsor-Sarnia relevant de la compétence de l'Office, à fonctionner réellement comme transporteur commun, et plus particulièrement, à savoir si l'absence d'une réglementation de l'Office sur les installations existantes à Windsor (qui sont nécessaires pour retirer le produit du réseau pipelinier de Cochin aux fins de livraison finale au réseau de livraison de l'est ou dans des camions- et wagons-citernes), limite injustement la capacité du réseau de Cochin à fonctionner réellement comme un transporteur commun.

6.1.3 Le but économique de la réglementation

La demande de certaines parties en vue d'une réglementation de l'Office sur les installations de Windsor contraste avec la satisfaction exprimée envers les arrangements existants pour les installations de stockage et d'injection à Fort Saskatchewan. On peut comprendre ce fait si l'on accepte que le but économique principal de la réglementation vise à protéger l'intérêt public au niveau offert par la concurrence dans un marché non réglementé. La preuve suggère que la concurrence au niveau des arrangements de stockage et de terminal à Fort Saskatchewan fournit une telle protection.

Les initiatives de Dome et de Cochin pourraient stimuler un milieu concurrentiel à certains égards. Les parties étaient, en général, convaincues que les installations seraient partagées équitablement parmi les expéditeurs et aucune n'a déclaré que le prix offert pour le service était injuste. Toutefois, le risque a fait l'objet d'une grande préoccupation, en ce qui concerne les

initiatives de Dome et Cochin dont la nature durable est incertaine. Le récent projet de tarifs incitatifs a soulevé la même préoccupation.

Vu ces facteurs d'incertitude, les expéditeurs éventuels ont hésité à conclure des engagements fermes pour effectuer des livraisons en vertu des tarifs incitatifs ou pour utiliser les installations de Windsor. Dans plusieurs cas, de tels engagements exigeraient des investissements pour s'adapter à l'emploi du réseau de Cochin comme source d'approvisionnement, sans aucune forme de garantie que cette source resterait économiquement intéressante pour eux.

Cochin hésitait à accepter le risque en stipulant que les installations de Windsor ne seraient converties à cet usage que si des engagements "expédier-ou-payer" étaient obtenus. Les participants dans le marché répugnent naturellement à prendre des risques. Dans le cas présent, il faudrait tenir compte de la position relative des parties ainsi que de l'importance et de la nature des engagements nécessaires et des avantages éventuels pour déterminer si le risque est correctement partagé. À cet égard, le statut d'organisme réglementé du réseau de Cochin, la sous-utilisation de la capacité pipelinière actuelle et la preuve qui se rapporte aux engagements nécessaires et aux avantages éventuels sembleraient favoriser l'hypothèse selon laquelle Cochin prendrait de plus grands risques que les expéditeurs éventuels.

6.1.4 Les préoccupations du gouvernement de l'Ontario

Le gouvernement de l'Ontario a fait valoir que les installations de Windsor relèvent de la juridiction provinciale. Toutefois, la preuve détaillée a montré qu'en ce moment, cette juridiction porte sur les questions environnementales; sur le forage et l'entretien des puits, qui relèvent de la Loi sur les mines et de la Loi sur les richesses pétrolières, et sur les

exigences en matière de sécurité, relevant de la Loi sur les relations de travail. Aucune preuve n'a été présentée quant à la réglementation par le gouvernement de l'Ontario de l'emploi de droits exigibles, bien que ces derniers pourraient être établis par la Commission d'énergie de l'Ontario. Le gouvernement de l'Ontario n'a fourni aucune preuve montrant qu'un de ses programmes de réglementation à Windsor deviendrait superflu en raison de la réglementation de l'Office national de l'énergie ou indiquant que cette réglementation par l'Office national de l'énergie sur la caverne I-4 avait donné lieu à des problèmes quelconques. Par conséquent, aucun motif n'a été présenté permettant de conclure que la réglementation de l'Office national de l'énergie et celle de la province de l'Ontario ne puissent coexister pour les installations de Windsor, comme c'est le cas pour d'autres installations relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie.

6.1.5 Pratique générale de l'industrie

Selon la preuve obtenue au cours de l'audience, il n'existe aucune pratique générale parmi les sociétés pipelinières en ce qui concerne la fourniture d'installations de stockage et de terminal. Cependant, toutes s'entendaient à dire que le stockage fourni par une société pipelinière se limite ordinairement à un stockage à court terme, nécessaire pour le retrait du produit avant l'arrivée d'un autre lot de même produit. Un témoin était d'avis que les expéditeurs de produits non fongibles ont préféré fournir leur propre stockage afin de protéger les caractéristiques uniques de leur produit, tandis que les expéditeurs de produits fongibles seraient davantage intéressés à un stockage en commun afin de profiter des économies d'échelle.

6.1.6 Évolution des circonstances

Une preuve a démontré au cours de l'audience que des changements prennent place, ou qu'ils sont envisagés, quant à

l'utilisation du réseau de Cochin et, par conséquent, quant aux besoins actuels et futurs pour des installations de stockage et de terminal à Windsor. Ces facteurs sont:

- le transfert de certains marchés actuels pour des produits dont s'occupe actuellement Cochin;
- la demande croissante de LGN à Sarnia pour desservir l'industrie pétrochimique ainsi que le désir de Cochin de participer à l'approvisionnement de ce marché;
- les limites de la capacité du réseau de PIL pour livrer des mélanges de LGN à Sarnia;
- le début des livraisons de mélanges de LGN par le réseau de Cochin;
- la construction d'installations de stockage et de fractionnement du LGN à Marysville;
- le prolongement possible du réseau à usage multiple de Cochin jusqu'à Sarnia;
- la possibilité d'un raccordement entre Cochin ou le RLE et Marysville;
- la possibilité d'une conversion de la caverne I-4 et des cavernes d'éthane en vue d'emmagasiner d'autres produits;
- l'agrandissement des cavernes B-7 et P-8 de Dome; et
- l'expansion éventuelle des installations de chargement par camions et par rail de Dome.

L'importance de ces changements laisse voir que l'industrie du LGN dans la région de Windsor-Sarnia est en voie de changer considérablement.

6.2 Questions particulières

6.2.1 Caverne I-4

La caverne I-4 sert au stockage d'une interface éthane/éthylène et relève de la compétence de l'Office. Si cette interface pouvait être stockée ailleurs, Cochin considérerait (en ayant des engagements fermes pour son usage) d'accroître la caverne et de la convertir à un autre usage. Cochin pourrait alors demander que la caverne ne relève plus de la juridiction de l'Office. Le gouvernement de l'Ontario n'a mentionné aucune difficulté quant à la réglementation de l'Office sur la caverne I-4.

6.2.2 Les installations des expéditeurs d'éthane

Les installations que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane sont montrées à l'annexe VI. Elles comprennent trois cavernes d'éthane, la tuyauterie en surface et un raccordement entre le réseau de Cochin et le RLE en passant par une usine de déshydratation. Le raccordement des deux pipelines sans passer par les déshydrateurs peut exiger certaines modifications mineures de tuyauterie. Les expéditeurs d'éthane ont offert de convertir les cavernes d'éthane à d'autres usages si une capacité excédentaire se développait et si des engagements fermes étaient obtenus. Ils offraient également de fournir ce service pour la somme de 1,57 $/m^3$ (0,25 $/baril), qui incluerait le stockage pour la période nécessaire pour effectuer le transfert de produit du réseau de Cochin à celui de RLE, par des services de déshydratation, ainsi que l'utilisation des conduites de raccordement entre les deux pipelines. Ces installations ont été construites en même temps que le pipeline de Cochin. Le pour et le contre de savoir si elles faisaient partie intégrante du réseau de Cochin ont été discuté. Toutefois, comme elles étaient nécessaires pour que le réseau de Cochin fonctionne en discontinu pour effectuer des livraisons sans interruption d'éthane à Colombia, cette question n'a pas été débattue.

6.2.3 Les installations de Dome

Les installations que possède Dome à Windsor, y compris les cavernes originales pour le mélange de LGN, les installations de chargement par camions et par rail et les usines de déshydratation ont été construites et ont servies avant l'aménagement du pipeline de Cochin ou du RLE entre Windsor et Sarnia. Toutefois, on pourrait alléguer que l'exploitation actuelle de ces installations, le raccordement entre les deux pipelines et l'aménagement de deux nouvelles cavernes (B-7 et P-8) font maintenant partie du fonctionnement et du but des deux pipelines.

Dome a indiqué que, si la demande était suffisante, elle serait prête à céder en location de l'espace dans les cavernes B-7 et P-8 aux expéditeurs d'éthane. Cette même offre a été faite en ce qui concerne les installations de chargement. Dome n'était pas disposée à louer de l'espace pour le réseau de Cochin. Dome a indiqué que le coût de la location des installations serait raisonnable, mais elle n'en a pas toutefois précisé le taux. Elle a cependant indiqué que, le cas échéant, une telle location assurerait la répartition de l'utilisation de n'importe laquelle des installations qu'elle cède en location.

6.2.4 Aménagement d'installations à Windsor

L'Office pourrait ordonner au réseau de Cochin de construire de nouvelles installations, conformément à l'article 59(3) de la Loi sur l'ONÉ. À cet effet, on doit prendre note que, dans sa demande en vue d'obtenir un certificat pour construire la canalisation, Cochin s'est engagée à fournir un stockage s'il était nécessaire. En ce qui concerne cette option, il n'est pas évident qu'une capacité supplémentaire de stockage à Windsor soit nécessaire en ce moment-ci. Quoique la demande d'installations supplémentaires de chargement par camions et par rail n'était pas non plus concluante, la possibilité de leur développement a été avancée. Dans chaque cas, le besoin futur de ces installations ne peut être calculé avec précision en raison des facteurs d'incertitude liés au grand nombre de projets entrepris. À titre de partenaire dans le réseau de Cochin, Dome a déclaré qu'elle n'était pas prête à participer à l'aménagement de nouvelles installations avant que d'autres options moins dispendieuses n'aient été entièrement explorées. Dome a indiqué que le coût d'aménagement de nouvelles installations de chargement était relativement peu élevé et qu'il y a de la place pour installer quatre nouveaux bras de chargement pour camions-citernes.

Chapitre 7

Questions juridictionnelles

7.1 Arguments sur la juridiction de l'Office

Les parties ont présenté des arguments en faveur et contre la proposition à l'effet que le Parlement, par l'entremise de la Loi sur l'ONÉ, a donné juridiction à l'Office national de l'énergie sur une partie ou sur l'ensemble des installations de stockage, de chargement et d'autres natures à Windsor.

Toutes les parties ont convenu que la base juridique et législative de l'argument repose sur une interprétation combinée des alinéas 92(10)(a) et du paragraphe 91(29) de la Loi constitutionnelle de 1867 laquelle, comme le précise l'affaire Campbell-Bennett Ltd. contre Comstock Midwestern (1954) SCR 207, peut donner au Parlement fédéral un pouvoir législatif sur les pipelines interprovinciaux ou internationaux, et aux corps législatifs provinciaux, une juridiction législative en ce qui concerne les pipelines intraprovinciaux.

L'autre pierre angulaire de l'argument portant sur la juridiction concerne la définition de "pipeline" que l'on retrouve à l'article 2 de la Loi sur l'ONÉ. Les personnes en faveur de la juridiction de l'Office ont soutenu que l'effet de cet article donne à l'Office la juridiction sur les installations de stockage et d'autre nature raccordées à un pipeline interprovincial (le réseau de Cochin ou le RLE) alors que ces installations font partie intégrante du fonctionnement de l'entreprise interprovinciale (le pipeline lui-même). D'autres ont également soutenu qu'en incluant "stockage et autres installations" dans la définition de pipeline, le Parlement indiquait par là, de prime abord, que ces installations font naturellement partie intégrante de l'exploitation d'un pipeline.

Quant à ceux qui s'élèvent contre la juridiction de l'Office, ils affirmaient que la définition comprise dans l'article 2 ne se rapporte pas à la question de compétence, parce que le Parlement ne peut, lorsqu'il définit une entreprise qui, pourrait relever d'une autorité fédérale ou provinciale, selon l'interprétation que l'on fait de la Loi constitutionnelle de 1867, élargir sa sphère de compétence.

7.1.1 Arguments en faveur de la juridiction de l'Office

L'argument en faveur de la juridiction du gouvernement fédéral s'appuie sur l'hypothèse selon laquelle un commerce ou une entreprise, même s'il est entièrement situé dans une province et qu'il appartient à une entité différente de celle qui contrôle l'entreprise interprovinciale, et qui exploite ce commerce ou cette entreprise, peut, de sa nature même, faire tellement partie intégrante d'une entreprise interprovinciale que, pour des fins constitutionnelles, on le considère comme tel. Pour déterminer la nature de l'entreprise, il faut, poursuit l'argument, se demander si l'ouvrage accompli ou les services rendus par l'exploitation ou le commerce en question font partie nécessairement du fonctionnement réel de l'entreprise fédérale ou s'ils en découlent. Chaque cas exige une décision individuelle qui doit être pratique et fonctionnelle, et doit porter sur le caractère factuel de l'entreprise en cours, et qui ne porte pas sur les subtilités juridiques techniques de la structure sociale ni sur les rapports d'emploi. Le fait que l'exploitation pourrait être considérée isolément ne devrait pas suffire à la qualifier d'exploitation intraprovinciale si, sur une base pratique et fonctionnelle, l'exploitation fait partie intégrante d'un ouvrage ou d'une entreprise interprovincial.

Les parties soutenant ce côté de la question ont présenté les facteurs suivants pour soutenir leur affirmation que les installations de stockage de Windsor font partie intégrante de l'entreprise interprovinciale:

- le raccordement physique entre les installations de Windsor et le réseau de Cochin ainsi que le RLE;
- le raccordement opérationnel direct entre les installations de Windsor et les pipelines;
- les installations de Windsor sont analogues aux autres types d'exploitation qui ont été judiciairement assujetties à la juridiction fédérale;
- le pipeline et les installations de Windsor dépendent l'un de l'autre;
- la présence du pipeline est la seule raison d'être des installations de stockage; et
- la nécessité d'une collaboration étroite entre les installations de stockage et le pipeline.

En ce qui concerne la propriété et le contrôle des deux installations, on a fait valoir que même si les rapports organisationnels et sociaux étaient pertinents (et l'autorité juridique a indiqué que la propriété ne peut être un facteur déterminant dans cette question) les interrelations sociales entre les propriétaires de pipelines et ceux des installations de Windsor constitueraient un facteur en faveur des installations de stockage, lesquelles sont considérées comme partie indivisible de l'entreprise interprovinciale.

En dernier lieu, ces parties ont souligné le fait que, lorsqu'il n'y a pas désaccord entre les lois fédérale et provinciale qui réglementent une même entreprise à différents égards, les deux organismes de réglementation peuvent coexister. Lorsqu'il y a conflit, le gouvernement fédéral possède le pouvoir suprême.

7.1.2 Arguments contre la juridiction de l'Office

L'argument en faveur de la juridiction provinciale s'appuie sur l'hypothèse selon laquelle une entreprise qui, de par

sa nature, forme un commerce et un ouvrage séparés locaux, même si elle est raccordée physiquement à une entreprise interprovinciale et qu'elle desserve cette entreprise ou en soit complémentaire, ne justifie pas qu'elle soit caractérisée comme faisant partie d'une entreprise individuelle qui relèverait de la juridiction fédérale.

Les parties qui s'élèvent contre la juridiction de l'Office sur les installations de Windsor recommandent que l'on considère le caractère et la nature des installations lesquels, selon ces parties, sont ceux d'une exploitation distincte qui ne s'occupe pas du transport interprovincial d'hydrocarbures. Le commerce local peut servir plus aisément un pipeline interprovincial et peut même rendre l'entreprise fédérale plus efficace ou plus profitable, mais cela ne veut pas dire que le commerce se rapporte nécessairement à l'entreprise. L'argument s'est appuyé sur les points suivants à l'effet que la nature des installations de Windsor constitue un commerce distinct et non une partie intégrante d'une entreprise plus importante:

- les genres de services ou commerces sont différents; l'un fournit un transport interprovincial, l'autre des services locaux de stockage et de chargement;
- les installations de Windsor ne sont pas un service situé directement dans le réseau réglementé par le gouvernement fédéral. On ne peut les considérer comme des appendices du pipeline central;
- l'entreprise fédérale pourrait fonctionner sans les installations particulières à Windsor. La Coentreprise Cochin exploite la canalisation avec succès depuis plusieurs années sans avoir eu à acheter, à louer ou à construire des installations semblables à celles de Dome. Les livraisons pourraient se faire directement jusqu'à Sarnia ou être transférées au RLE;
- le service fourni par les installations de Windsor pourrait facilement l'être par une autre société différente de celle qui l'exploite actuellement;

- certaines installations de stockage ont été construites avant le pipeline et continuent à desservir une entreprise autre que la société pipelinière (par exemple des livraisons par wagons);
- le stockage n'est pas situé au terminal du RLE et du réseau de Cochin, mais simplement le long des pipelines;
- le stockage a été construit pour répondre aux besoins particuliers d'un client (Columbia) au lieu de ceux du pipeline. Il ne fait pas partie intégrante de la canalisation mais lui fournit une autre source d'approvisionnement;
- les installations de Windsor n'ont pas un but unique ni un propriétaire individuel, mais elles jouissent d'une variété de propriétaires, de buts et de fonctionnements;
- les installations des expéditeurs d'éthane et de Dome ne pourraient pas faire partie intégrante du fonctionnement du pipeline, étant donné que la plupart des utilisateurs éventuels du pipeline veulent éviter Windsor;
- au point de vue physique, les installations ne sont raccordées qu'aux pipelines (certaines installations de Dome ne sont même pas raccordées). Elles ne font pas partie du réseau pipelinier continu; et
- le tableau complet présente trois éléments (la production du produit, l'expédition du produit et la collecte du produit, au début et à la fin de la canalisation) qui sont essentiels à chacun mais qui sont distincts, c'est à dire qu'ils ne forment pas une entreprise unique.

En conclusion, les installations comme celles de Windsor sont, de prime abord, des ouvrages ou des entreprises locaux, qui relèvent de la compétence provinciale, et les faits ne les placent pas dans la catégorie des exceptions trouvées dans la Loi constitutionnelle de 1867, qui les placeraient sous juridiction fédérale. Cette dernière ne pourrait s'étendre aux installations privées que si le Parlement les déclarait être dans l'intérêt général du Canada, conformément à l'article 92(10)(c) de la Loi constitutionnelle de 1867.

7.1.3 Autres arguments

Certains intervenants ne se plaçaient ni dans l'une ni dans l'autre des deux positions présentées ci-dessus.

Un intervenant a appliqué essentiellement les mêmes essais que ceux décrits ci-dessus, mais il est arrivé à la conclusion que, même si les cavernes des expéditeurs d'éthane font partie intégrante du réseau de Cochin, celles de Dome ne le font pas. L'Office n'aurait, alors, qu'une juridiction sur les premières.

En plus de son évaluation affirmant que les installations de Windsor relèvent de la compétence provinciale, un intervenant a aussi allégué qu'il serait illogique que l'Office assume une juridiction sur les installations de Windsor tout en laissant celles de Fort Saskatchewan sous la compétence provinciale.

Certaines parties ont fait valoir que, étant donné les facteurs d'incertitude qui entourent l'usage futur auxquels seront destinés le réseau de Cochin et celui du RLE ainsi que le stockage à Windsor, à Sarnia et à Marysville, il serait prématuré que l'Office rende une décision sur la question de la juridiction à ce moment-ci. Un intervenant a soutenu qu'une décision sur la juridiction en ce moment-ci donnerait sans doute lieu à de très longs litiges, qui ne seraient à l'avantage de personne et qui n'aideraient pas à résoudre les problèmes immédiats qui pourraient exister. On a fait remarquer qu'en n'exerçant pas sa juridiction, l'Office ne la perd toutefois pas.

7.2 Article 59 de la Loi sur l'ONÉ

Certaines parties ont présenté leurs opinions quant à la portée et à l'interprétation de l'article 59 de la Loi sur l'ONÉ.

7.2.1 Paragraphe 59(1)

Pour les besoins de son argument, Dome a présumé que les produits acheminés par le réseau de Cochin se classent dans la définition de "pétrole", de façon à ce que le paragraphe 59(1) soit applicable plutôt que le 59(2). Étant donné le libellé du paragraphe et en particulier l'absence de tout renvoi au stockage, Dome a allégué que la Loi stipule clairement que Cochin n'est pas tenue d'accepter du pétrole à moins d'être convaincue que l'expéditeur puisse introduire son produit dans le pipeline et le retirer.

7.2.2 Paragraphe 59(2)

Aux fins de son argument, Gulf a présumé que le propane se classe dans la définition du "gaz", et que le paragraphe 59(2) s'applique plutôt que le paragraphe 59(1). Gulf était d'avis que l'Office devrait rendre une ordonnance conformément au paragraphe 59(2) afin de formaliser le statut de transporteur commun qui existe actuellement.

7.2.3 Paragraphe 59(3)

On a fait valoir que le paragraphe 59(3) donne à l'Office la juridiction d'ordonner à Cochin ou au RLE qu'elles fournissent des installations de stockage et de terminal à Windsor ou à d'autres endroits le long des réseaux, pourvu que ce soit dans l'intérêt public et qu'il n'en résulte aucun fardeau injustifié. Certaines parties étaient d'avis que l'ordonnance ne pourrait viser que les installations qui sont considérées comme une partie nécessaire du pipeline.

On a également allégué que l'Office ne pouvait, conformément au paragraphe 59(3), exiger que Cochin acquiert les installations de Dome pour l'utilisation des expéditeurs.

L'Office ne pourrait avoir qu'un pouvoir d'expropriation si le libellé lui accordant ce pouvoir était clair et sans équivoque, ce qui n'est pas le cas. L'Office ne pourrait pas, non plus, ordonner à Cochin de prendre des dispositions commerciales avec les propriétaires des installations existantes, telles les installations que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane. Si les copropriétaires n'étaient pas intéressés à offrir du stockage au réseau sur une base commerciale, Cochin n'aurait alors aucun choix que de construire de nouvelles installations si l'Office rendait une ordonnance en vertu du paragraphe 59(3).

Chapitre 8

Disposition et recommandation à l'Office

8.1 Options

L'étude et l'examen de la preuve m'ont amené à la conclusion que les options suivantes sont offertes à l'Office. Aux fins d'évaluer ces options, je supposerai qu'elles constituent des choix offerts à l'Office, en raison de ses pouvoirs conformément à la Loi sur l'ONÉ.

1. Laisser les choses telles qu'elles le sont maintenant, l'Office ne réglementant que le réseau pipelinier de Cochin, y compris la caverne d'interface et le pipeline de LGN de Dome. Pendant l'audience, cette option constituait la "solution de Cochin".

2. Exiger que le réseau de Cochin fournisse des installations de stockage et de terminal à Windsor, soit par l'achat d'installations qui appartiennent actuellement à des tiers, soit en en construisant de nouvelles.

3. Affirmer et exercer une juridiction sur toutes les installations situées à Windsor, qui appartiennent à la Coentreprise des expéditeurs d'éthane (les cavernes de stockage, les usines de déshydratation et les pipelines de raccordement).

4. Affirmer et exercer une juridiction sur les installations de déshydratation et de chargement du produit que possède actuellement Dome.

5. Affirmer et exercer une juridiction sur les cavernes de stockage n° 32, 33 et 35 de Dome.

6. Affirmer et exercer une juridiction sur les cavernes de stockage B-7 et P-8 de Dome.

7. Affirmer et exercer une juridiction sur toute combinaison des articles 3 à 6.

8. Affirmer et exercer une juridiction sur toutes les installations situées au terminal de Windsor.

9. Exiger que le réseau de Cochin offre des installations de stockage à Sarnia et qu'il apporte les modifications nécessaires à son pipeline pour permettre l'acheminement de produits autres mais incluant l'éthylène, jusqu'à Sarnia.

10. Exiger du réseau de Cochin et des propriétaires du RLE qu'ils intègrent les deux canalisations et qu'ils fournissent du stockage pour permettre l'acheminement de produits dans le réseau de Cochin et du RLE jusqu'à Sarnia.

Comme mesure préliminaire pour arriver à une recommandation, j'ai tenté de restreindre ces options à celles qui me semblaient les plus pratiques.

L'option 6 ne me semblait pas pratique, puisque j'en ai conclu que la preuve n'avait pas indiqué un besoin pour le développement d'autres installations de stockage à Windsor et que les cavernes B-7 et P-8 ne sont pas actuellement prêtes à servir et elles ne sont pas raccordées au réseau de Cochin.

L'option 8 me semble une solution trop radicale par rapport à la dimension du problème qui m'est présenté.

Les options 9 et 10, quoiqu'elles puissent être intéressantes un peu plus tard, ne me semblaient pas, étant donné

les facteurs d'incertitude de la preuve concernant l'utilisation du réseau de Cochin au-delà de Windsor, être prêtes à faire l'objet d'une étude sérieuse en ce moment-ci.

Il reste les options 1 à 5 et 7.

En ce qui concerne l'option 1, on a fait valoir que l'Office devrait permettre le statu quo parce que la "solution de Cochin" garantirait un accès à toutes les installations de Windsor, à des taux raisonnables. La solution de Cochin dépend de l'exécution de certaines conditions, à savoir, qu'une capacité excédentaire de stockage d'éthane se développe et se maintienne, et que des expéditeurs éventuels de produits autres que l'éthane concluent des engagements fermes qui justifieraient la conversion d'une ou de plusieurs cavernes d'éthane à une autre sorte de stockage. La solution laisse aussi supposer que Dome est prête à partager ses installations de chargement. Cette option ne procure aux parties aucune garantie quant à des dispositions de stockage à plus long terme ou quant au maintien, à long terme, d'un tarif lié au stockage qui soit acceptable tant pour les expéditeurs que pour Dome/Cochin.

En ce qui concerne les options 2, 4 et 5, elles sont recommandées par les personnes qui adoptent le point de vue selon lequel un réseau de transporteur commun, tel celui de Cochin, qui achemine des produits en discontinu, devrait fournir au moins un stockage à court terme ainsi que des installations de déshydratation et de chargement du produit à tous les terminaux du réseau, étant donné que ces installations sont essentielles à la bonne utilisation de la canalisation. Pour renforcer l'idée que le réseau de Cochin devrait fournir du stockage, on a souligné, au cours de l'audience portant sur l'obtention d'un certificat pour le réseau de Cochin, que le demandeur avait indiqué être prêt à fournir des installations de stockage à une date future, si elles étaient nécessaire et que leur besoin était démontré.

À mon avis, la preuve n'a pas établi l'insuffisance des installations de stockage, de déshydratation et de chargement qui fonctionnent actuellement, à répondre aux besoins éventuels; il serait, par conséquent, illogique d'ordonner la construction de nouvelles installations. D'un autre côté, je m'interroge sur l'impartialité d'ordonner à un réseau pipelinier qu'il acquiert des installations d'une autre société, lesquelles semblent maintenant desservir principalement un autre pipeline. J'hésiterais particulièrement à recommander une telle mesure, compte tenu de l'offre de Dome d'entamer des discussions sur le partage de ses installations de chargement, sur la répartition proportionnelle de ces installations si la demande devait surpasser la capacité et sur l'expansion de ses installations de chargement par camions-citernes de quatre autres positions.

En ce qui concerne la troisième option, les installations que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane ont été construites pour permettre le fonctionnement du réseau de Cochin selon un des buts auxquels il était destiné, c'est-à-dire l'engagement de l'entreprise à fournir de l'éthane à l'usine Columbia SNG, située à Green Springs.

Il semble que ce but ne puisse plus soutenir la viabilité continue du réseau de Cochin, mais qu'il existe d'autres options quant à l'utilisation de la canalisation. Ces options ne peuvent se concrétiser que si des installations, comme celles que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane, continuent à être destinées au pipeline.

En ce qui concerne l'option 7, puisque je considère les options 4 à 6 non valables, leur combinaison ne constituerait pas une solution appropriée.

8.2 Recommandations

Quoique le mandat en vertu duquel j'ai été nommé pour entendre cette audience selon l'article 14 de la Loi sur l'ONÉ ne le précise pas, il semble être de mon devoir de formuler des recommandations à l'Office quant à la mesure qu'il devrait suivre en ce qui concerne les facteurs déterminés à l'audience et exposés dans le présent rapport. Mes recommandations sont énoncées ci-dessous aux fins d'étude par l'Office.

Je considère que la meilleure solution au problème ayant donné lieu à la présente audience est que l'Office commence à exercer sa juridiction sur toutes les installations que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane, situées au terminal de Windsor (option 3). Je recommande à l'Office qu'il adopte cette option. Ces installations comprennent les trois cavernes de stockage d'éthane, les usines de déshydratation que possède la Coentreprise, et la tuyauterie raccordant toutes ces installations aux canalisations de Cochin et du RLE. Les motifs pour formuler cette recommandation sont présentés ci-dessous.

La situation actuelle de l'exploitation du pipeline de Cochin, en l'absence d'installations de stockage à Windsor, contrecarre effectivement l'utilisation du réseau de Cochin à titre de transporteur commun. Il est en effet impossible de livrer un produit quelconque, autre que l'éthylène, par le réseau de Cochin au-delà de Windsor sans se servir des installations de stockage à Windsor. En théorie, d'autres produits pourraient être expédiés par le réseau de Cochin jusqu'à Sarnia, sauf qu'aucune installation n'est disponible au terminal de Sarnia pour recevoir les produits autres que l'éthylène. Actuellement, le tronçon du réseau de Cochin, situé entre Windsor et Sarnia, est toujours rempli d'éthylène et l'acheminement n'a lieu que pour livrer l'éthylène aux installations de Dow à Sarnia. En raison des différentes dimensions des pipelines, le produit ne peut être

livré selon un schème de canalisation remplie entre le réseau de Cochin jusqu'à celui du RLE de Dome (en direction du nord), sans utiliser des installations de stockage à Windsor. Compte tenu de cette situation, tout produit, autre que l'éthylène, expédié par Cochin vers une destination située dans l'est du Canada, doit être retiré du réseau de Cochin à Windsor.

Il appert d'après la preuve que, lorsqu'on avait ajouté Windsor comme point de terminal pour les expéditions de propane par le réseau de Cochin et qu'on avait institué le tarif incitatif, Dome avait refusé d'utiliser ses cavernes de stockage situées à Windsor parce qu'elle n'était pas intéressée à louer de l'espace dans les cavernes et, de toute manière, parce qu'elle avait besoin de tout son stockage pour ses propres fins. Il convient de noter que l'empressement apparent de Dome et de Cochin à négocier maintenant pour l'utilisation des installations que possèdent Dome et/ou la Coentreprise des expéditeurs d'éthane ne s'est manifestée qu'après la décision de l'Office de tenir l'audience qui fait l'objet du présent rapport. Je peux comprendre que les expéditeurs éventuels hésitent à mettre tous leurs espoirs dans cette offre de négociation. Je comprends aussi que ces expéditeurs seraient plus à l'aise s'il y avait un droit réglementé pour le stockage et les services connexes plutôt qu'un droit négocié avec chaque expéditeur.

Vu le déclin apparent du commerce de transport d'éthane de Cochin, il semblerait que les installations de la Coentreprise des expéditeurs d'éthane, qui ont toujours servi le but du réseau de Cochin, pourraient être disponibles afin d'assurer une viabilité continue du réseau à titre d'expéditeurs de produits tels que le propane et les mélanges de LGN. Étant donné que ces installations existent déjà, qu'elles font davantage partie du réseau de Cochin du point de vue historique, opérationnel et de propriété que les autres installations situées à Windsor telles celles de Dome, et parce que je crois qu'il est important que les

expéditeurs éventuels aient une certaine garantie au sujet de la continuité, tant au niveau de la fourniture de stockage à Windsor qu'au niveau de la fourniture de ce stockage à un taux juste et raisonnable, je crois que l'option 3 est celle que l'Office devrait adopter. De plus, étant donné que la preuve n'a pas établi, d'après moi, qu'il existe un besoin actuel ou futur d'installations supplémentaires de stockage à Windsor, ou que les dispositions pour annexer des installations qui appartiennent à une entité différente de celle qui possède le réseau pipelinier sont justifiées, je crois que l'option 3 traitera suffisamment des problèmes qui existent en ce moment-ci. En d'autres termes, je suis d'avis qu'il n'est pas nécessaire actuellement de choisir des options plus extrêmes.

8.3 Juridiction

J'ai pris en considération les arguments portant sur la juridiction de l'Office. Ces arguments sont résumés dans le chapitre 7 du présent rapport. L'analyse des faits m'a conduit à la conclusion que les installations que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane forment une partie intégrante de l'entreprise interprovinciale et internationale qu'est le réseau de Cochin. Je crois que, vu la nature desdites installations situées à Windsor, nous avons affaire non pas à deux entreprises séparées et distinctes mais à une seule, indivisible. En se fondant sur cette conclusion et sur le mandat conféré par le Parlement à l'Office en ce qui concerne les "pipelines", tels que définis dans la Loi sur l'ONÉ, j'adopte le point de vue selon lequel l'Office possède l'autorité législative de mettre en application l'option que j'ai recommandée. L'analyse que j'ai faite de la question juridictionnelle fait suite.

Lorsqu'on étudie l'histoire du développement des installations qui sont maintenant comprises dans le terminal de Windsor, il est apparent que le terminal au complet n'a pas été

planifié ou construit en même temps. Diverses installations ont plutôt été construites d'après les développements ayant lieu dans les réseaux pipeliniers qui desservent la région. Les installations de Dome ont été initialement construites relativement aux pipelines que possédaient les filiales pipelinières en propriété exclusive de Dome. Ces installations comprenaient celles de chargement par camions-citernes et par wagons-citernes, les cavernes de stockage utilisées par Dome pour les LGN mélangés et les produits purs, ainsi que les usines de déshydratation appartenant à Dome.

D'un autre côté, les installations que possède la Coentreprise des expéditeurs d'éthane, y compris ses usines de déshydratation, ont été construites afin de fournir du stockage pour respecter le contrat d'éthane de Columbia, sans lequel il est peu probable que le réseau de Cochin aurait été construit. Les cavernes de stockage d'éthane et les installations connexes ont toujours servi à cette fin et, en fait, n'ont jamais servi à aucun autre. Ces installations sont essentielles à l'entreprise fédérale du réseau de Cochin et, en raison du changement dans le but de la canalisation, je crois qu'elles continueront à être vitales pour son existence.

J'ai étudié les arguments en vertu desquels les installations ne font pas partie, pour des fins constitutionnelles, de l'entreprise principale fédérale parce qu'elles fournissent un service séparé, entièrement à l'intérieur de la province, distinct et, de par sa nature, différent de celui fournit par l'entreprise fédérale. J'ai également soupesé l'argument à l'effet qu'une autre installation de stockage pourrait aussi desservir le réseau de Cochin. Le fait est que, les cavernes de stockage d'éthane ont toujours, par le passé, actuellement, et, je crois, dans le futur, servi ce pipeline interprovincial, jusque dans la mesure où, selon mon point de vue, elles font partie du réseau. Le degré de raccordement physique et

d'intégration opérationnelle qui existe entre les installations et l'entreprise centrale fédérale a contribué à la présente conclusion et la soutient.

En ce qui concerne la question de propriété, la relation sociale interne qui existe entre les propriétaires des installations de stockage d'éthane et ceux du pipeline, bien que ce ne soit pas un facteur déterminant dans mon évaluation du caractère des installations d'éthane comme partie indivisible du réseau de Cochin, vient renforcer plutôt qu'affaiblir ma position.

8.4 Autres considérations

Je ne crois pas que ma recommandation et ma conclusion quant à la juridiction, si elles sont adoptées, entraîneront des frictions entre les pouvoirs de réglementation des gouvernements fédéral et provincial. Je suis d'avis que les deux peuvent co-exister sans problème. L'exercice par l'Office de ses pouvoirs en vertu de la Loi sur l'ONÉ ne devrait pas entraver ni même gêner d'aucune sorte l'exercice, par la province de l'Ontario, de ses pouvoirs en vertu de la Loi sur les Mines, de la Loi sur les richesses pétrolières ou de la Loi sur la protection de l'environnement. D'une manière ou d'une autre, s'il y a des conflits entre les deux niveaux de gouvernement, en raison de l'exercice de leur pouvoir, il est entendu que le pouvoir fédéral est suprême.

En ce qui concerne la demande de Gulf voulant que l'Office délivre une ordonnance, conformément au paragraphe 59(2) de la Loi sur l'ONÉ, "afin de formaliser le statut de transporteur commun qui existe actuellement", je ne crois pas qu'il serait approprié que l'Office rende une telle ordonnance générale. À mon avis, l'Office devrait plutôt rendre des ordonnances spécifiques lorsqu'il jugera convenable de le faire, conformément à ce paragraphe, afin de répondre à des besoins spécifiques.

Ce qui précède constitue mon rapport à l'Office national de l'énergie, conformément à l'article 14 de la Loi sur l'ONÉ, ainsi que mes recommandations à l'Office en ce qui concerne les questions que je devais examiner.

J.R. Hardie
Membre présidant

Ottawa, Canada
Janvier 1986

NATIONAL ENERGY BOARD

CANADA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Dossier n°: 1848-C18
le 29 août 1985

ORDONNANCE D'AUDIENCE MH-5-85

INSTRUCTIONS RELATIVES À LA PROCÉDURE

COCHIN PIPE LINES LTD. - DOME PETROLEUM LIMITED
INSTALLATIONS DE TERMINAL, Y COMPRIS LE STOCKAGE, À WINDSOR (ONTARIO)

À l'étude du tarif n° 27 de l'ONÉ, déposé par la société Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin), qui ajoute Windsor (Ontario) comme autre point de livraison du propane, l'Office national de l'énergie ("l'Office") a été saisi des préoccupations des parties intéressées en ce qui concerne l'existence du terminal et des installations de stockage situés à Windsor (Ontario), ainsi que de leur accès par les utilisateurs du réseau de la Cochin, et du problème plus particulier des installations de terminal, de stockage et autres installations connexes ("installations de la Dome"), que possède ou loue la société Dome Petroleum Limited (Dome) aux fins d'exploitation. L'Office a décidé de tenir une audience publique, aux termes des paragraphes 14(1), 20(3) et 59(3) de la Loi sur l'Office national de l'énergie ("la Loi"), afin:

1) d'obtenir des renseignements supplémentaires relatifs aux installations de la Dome, qui permettront à l'Office de mieux évaluer sa position quant à la question de juridiction; et

.../2

2) d'examiner la question générale à l'égard du besoin actuel et futur des installations de terminal à Windsor (Ontario), y compris le stockage, ainsi que leur accessibilité, pour les utilisateurs du réseau de la Cochin, et afin d'obtenir des mémoires de la Dome, de la Cochin et des parties intéressées.

L'Office ordonne par conséquent:

1. Qu'une audience publique ait lieu dans la salle Centennial, du Sandman Inn, 888-7e Avenue S.-O., à Calgary (Alberta) à compter de 9 h 30 le 29 octobre 1985 afin d'obtenir les mémoires de la Dome, de la Cochin et des parties intéressées sur les questions présentées ci-dessous.

2. Que la Dome et la Cochin déposent des mémoires au plus tard le 30 septembre 1985, qui abordent les questions suivantes:

- le rapport entre les installations de la Dome et l'ensemble du réseau pipelinier;
- les détails de l'aménagement physique des installations de la Dome et de leur raccordement au réseau de la Cochin;
- le titre de propriété des installations de la Dome et celui du pipeline;
- le degré d'exploitation commune du pipeline et des installations de la Dome;
- la raison d'être des installations de la Dome et les fonctions qu'elles remplissent;

.../3

- le besoin actuel et futur de stockage à Windsor et si l'Office doit prendre une mesure quelconque à cet égard;
- l'accessibilité du stockage et tout obstacle qui empêche des expéditeurs éventuels d'avoir droit au stockage;
- toute autre question pertinente à celles précisées ci-dessus, que les parties voudraient soulever.

3. Que la Dome et la Cochin déposent, en même temps que leurs mémoires, un schéma des installations de Windsor afin d'identifier celles qu'utilisent respectivement la Cochin, la Dome et la Dome NGL Pipelines.

4. Que la Dome, la Cochin et les parties intéressées produisent des témoins au cours de l'audience qui discuteront de ces mémoires.

5. Que les parties souhaitant intervenir déposent auprès du Secrétaire de l'Office, des mémoires sur toutes questions qui les concernent, au plus tard le 30 septembre 1985.

6. Que le Secrétaire publie une liste des parties intéressées, après le 30 septembre 1985.

7. Que toutes les parties déposent 20 exemplaires de leurs mémoires auprès de l'Office et qu'elles en signifient un exemplaire à toutes les autres parties dès que possible, après avoir obtenu la liste des parties.

.../4

8. Qu'un exemplaire de tous les documents soit disponible pour fins de consultation à la bibliothèque de l'Office, pièce 902, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) et à son bureau à Calgary, 4500 - 16e Avenue N.-O.

9. Que l'Office publie l'avis d'audience publique ci-joint dans les publications suivantes:

NOM DE LA PUBLICATION	VILLE
"The Herald"	Calgary (Alberta)
"The Journal" et "Le Franco-Albertain"	Edmonton (Alberta)
"Leader-Post" et "L'eau-vive"	Regina (Saskatchewan)
"The Winnipeg Free Press" et "La Liberté"	Winnipeg (Manitoba)
"The Globe and Mail", "Toronto Star", "Financial Times of Canada" et "The Financial Post"	Toronto (Ontario)
"The Star" et "Le Rempart"	Windsor (Ontario)
"The Citizen", "Le Droit" et "La Gazette du Canada"	Ottawa (Ontario)
"The Gazette", "Le Devoir" et "La Presse"	Montréal (Québec)
"Le Soleil"et "Journal de Québec"	Québec (Québec)

10. Que la Cochin signifie un exemplaire de ces instructions relatives à la procédure ainsi que l'avis d'audience publique ci-joint, à tous les expéditeurs. L'Office signifiera un exemplaire de ces documents aux parties énumérées à l'annexe I.

.../5

11. Que l'ordre de comparution, l'ordre de présentation de la preuve et la présentation des plaidoyers soient établis par l'Office au début de l'audience.

12. Que les personnes qui désirent déposer des lettres de commentaires, en signifient un exemplaire à la Cochin et un à la Dome et en déposent un exemplaire auprès de l'Office au plus tard le 30 septembre 1985; de son côté, l'Office en distribuera des exemplaires à toutes les autres parties.

13. Qu'à moins d'avis contraire de l'Office, la procédure présentée dans la Partie III de l'ébauche des Règles de pratique et de procédure de l'Office, en date du 18 février 1985 s'appliquera.

14. Que des services d'interprétation simultanée soient fournis pour cette audience si une partie en fait la demande. L'Office doit alors en être informé au plus tard le 30 septembre 1985.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

NATIONAL ENERGY BOARD

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Dossier n°: 1750-C18-1

Date: 24 septembre 1985

ORDONNANCE AO-1-MH-5-85
(Modifiant l'ordonnance d'audience MH-5-85)
Modifications aux Instructions relatives à la procédure à suivre

Cochin Pipe Lines Ltd. - Dome Petroleum Limited
Installations de terminal, y compris
le stockage, à Windsor (Ontario)

Le 4 septembre 1985, l'Office national de l'énergie publiait l'ordonnance d'audience MH-5-85, établissant les Instructions relatives à la procédure pour une audience publique que l'Office tiendra à Calgary, afin d'obtenir des renseignements supplémentaires sur les installations de stockage de propane à Windsor (Ontario), qui lui permettront de mieux évaluer sa position relativement à la compétence de l'Office sur ces installations, et d'aborder la question de l'accessibilité d'installations de stockage et de terminal de propane à Windsor par les autres utilisateurs du réseau de la Cochin.

Ayant constaté qu'il serait difficile, pour les parties intéressées, de formuler leur position et de déposer leurs mémoires sur les questions à examiner au cours de l'audience avant qu'elles n'aient eu la chance d'étudier les mémoires de la Dome et de la Cochin, l'Office a décidé de reporter la date limite pour le dépôt des mémoires des parties intéressées du 30 septembre 1985 au 15 octobre 1985. Par conséquent, les paragraphes 4 à 7 de l'ordonnance d'audience MH-5-85 sont abrogés et remplacés par ce qui suit:

"4. Que la Dome, la Cochin et les parties intéressées produisent des témoins au cours de l'audience, qui discuteront de ces mémoires. L'Office s'attend aussi que les parties abordent, sous forme d'argument, la question de sa compétence sur les installations existantes.

.../2

5. Que les parties ayant l'intention d'intervenir en avisent le Secrétaire, au plus tard le 30 septembre 1985.

6. Que le Secrétaire publie une liste des parties intéressées, peu après le 30 septembre 1985.

7(1) Que la Dome et la Cochin déposent 20 exemplaires de leurs mémoires auprès de l'Office au plus tard le 30 septembre 1985 et qu'elles en signifient un exemplaire à toutes les autres parties dès que possible après avoir obtenu la liste des parties.

(2) Que les parties intéressées souhaitant présenter des mémoires en déposent 20 exemplaires auprès de l'Office et en signifient un exemplaire à la Dome, à la Cochin et à toutes les autres parties, au plus tard le 15 octobre 1985."

De plus, le cinquième paragraphe de l'avis d'audience publique annexé à l'ordonnance d'audience MH-5-85 est abrogé et remplacé par ce qui suit:

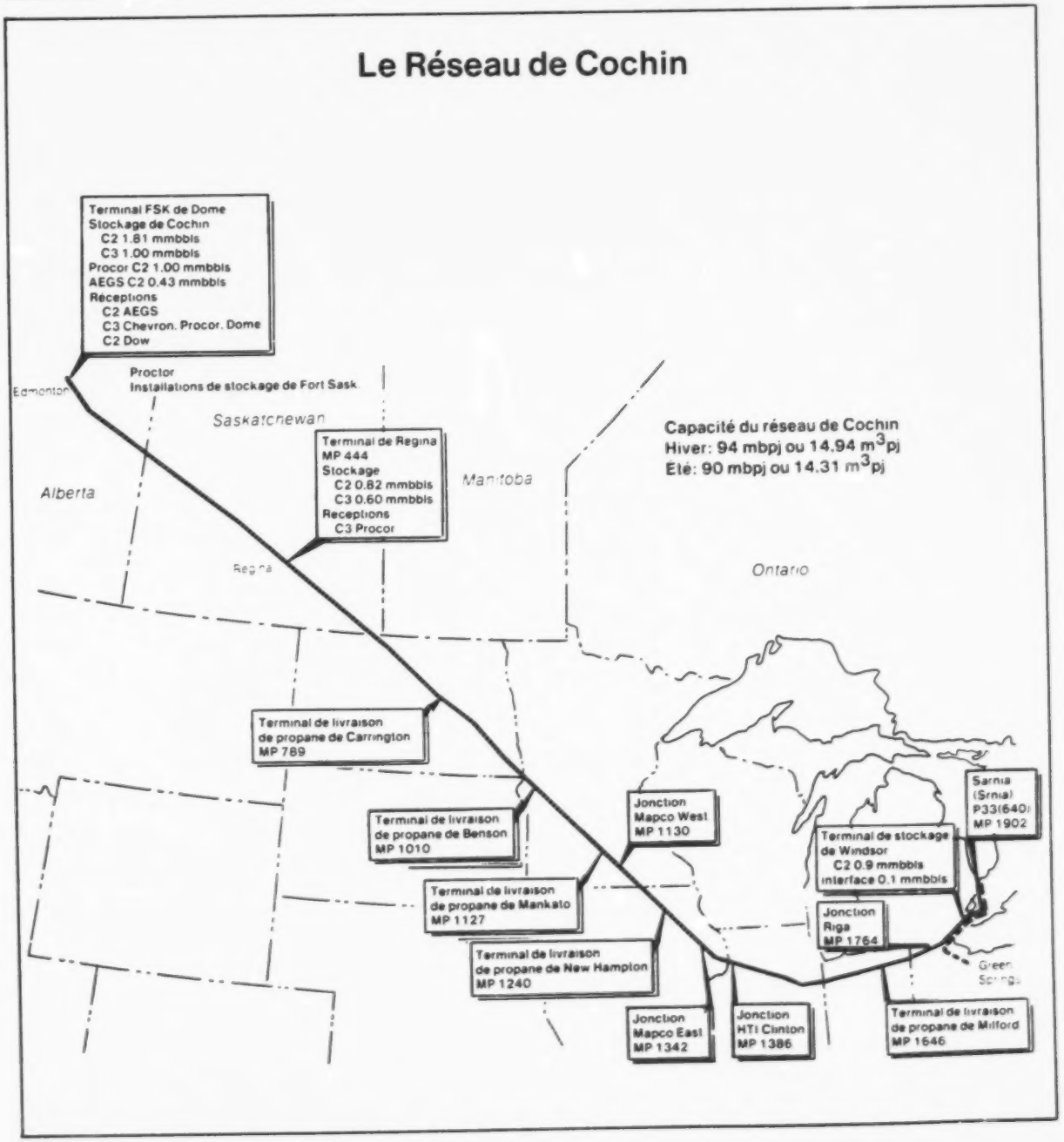
"La date limite pour recevoir des avis concernant l'intention d'intervenir et des lettres de commentaires est le 30 septembre 1985. Le Secrétaire publiera ensuite une liste des déposants.

La date limite pour recevoir des mémoires écrits de la Dome et de la Cochin est le 30 septembre 1985 et pour recevoir les mémoires écrits des parties intéressées, le 15 octobre 1985."

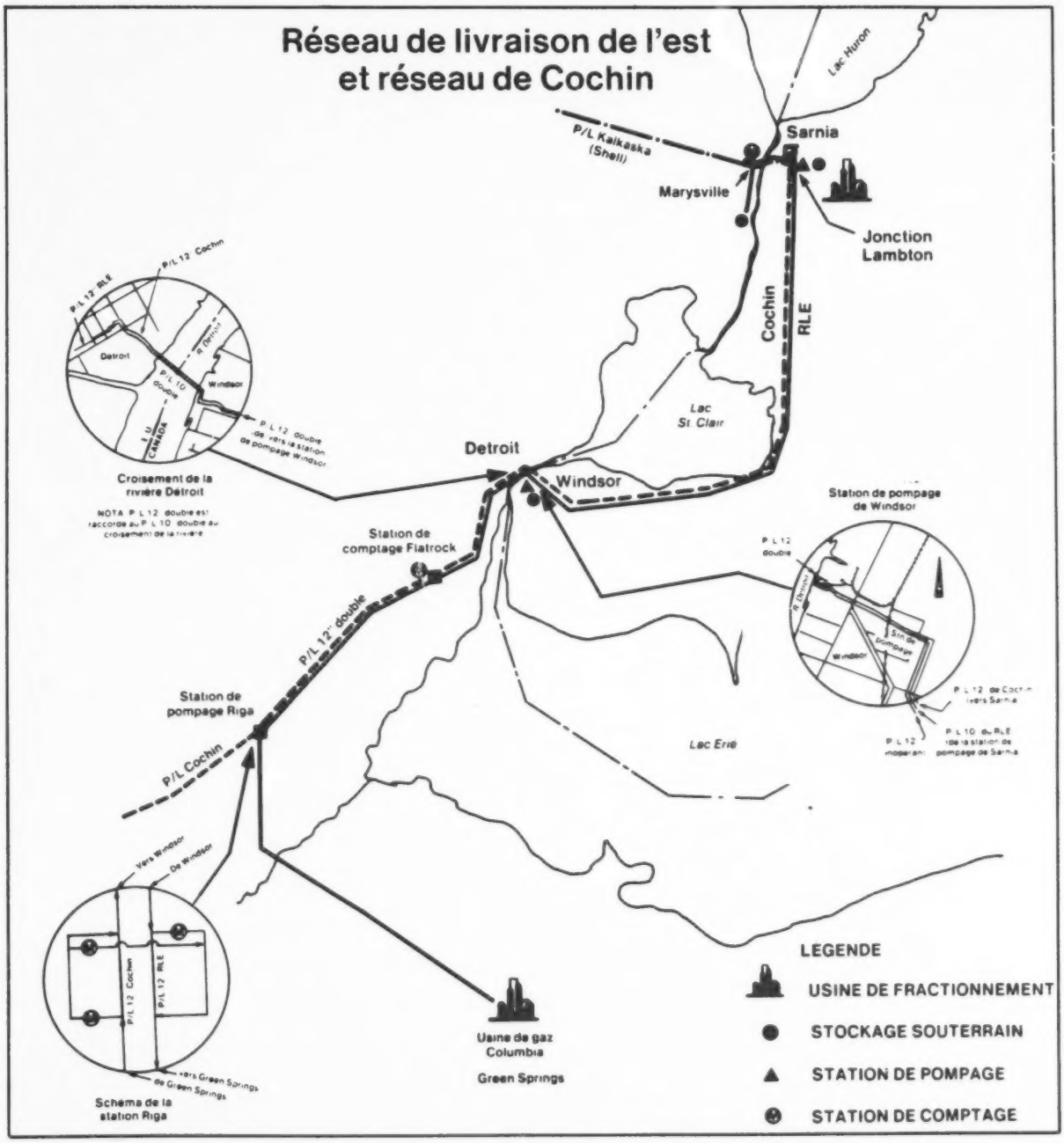
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

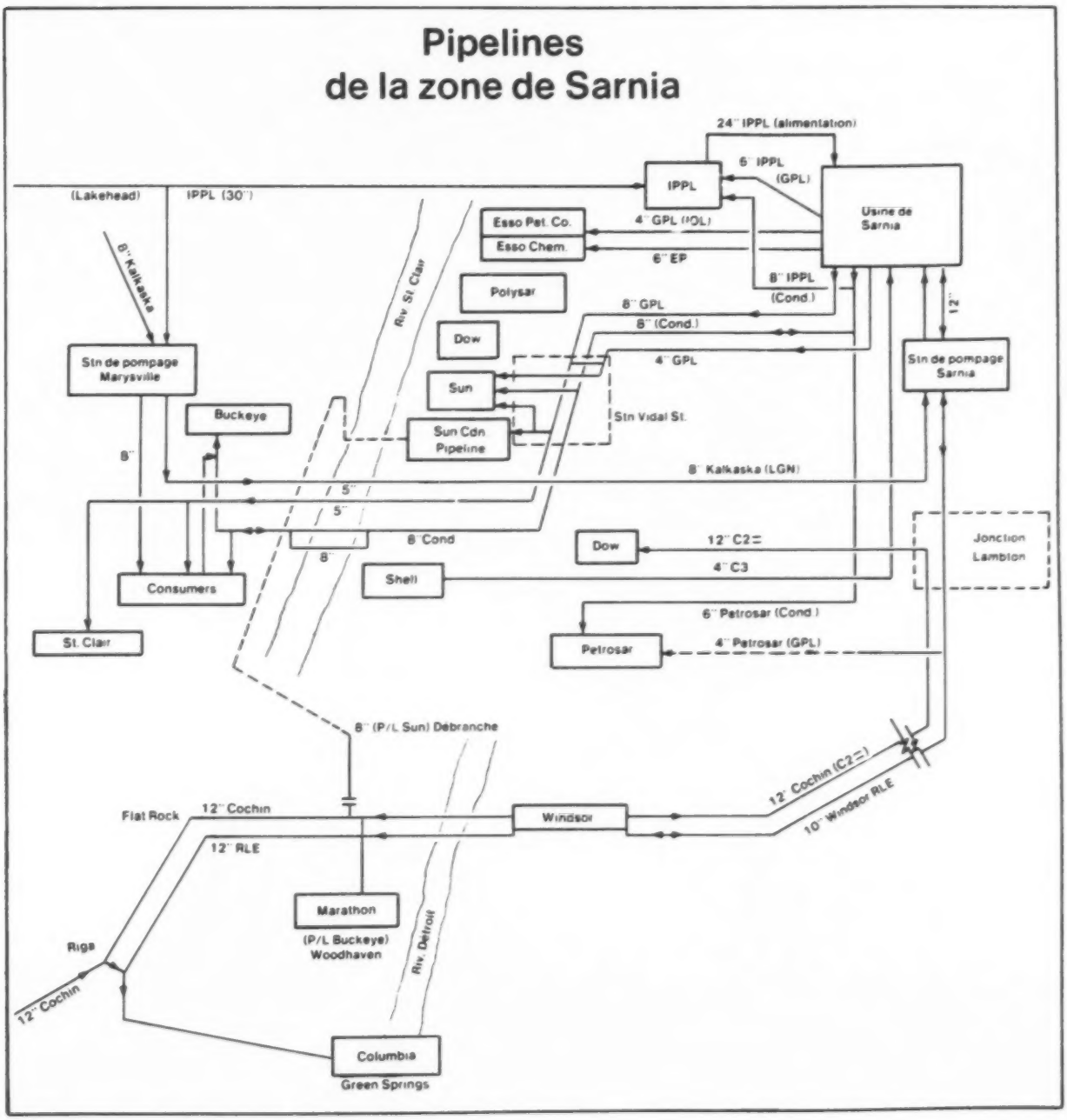
Annexe III


Le Réseau de Cochin
Terminal FSK de Dome
Stockage de Cochin
C2 1.81 mmbbls
C3 1.00 mmbbls
Procor C2 1.00 mmbbls
AEGS C2 0.43 mmbbls
Receptions
C2 AEGS
C3 Chevron. Procor. Dome
C2 Dow
Edmonton
Proctor
Installations de stockage de Fort Sask.
Saskatchewan
Terminal de Regina
MP 444
Stockage
C2 0.82 mmbbls
C3 0.60 mmbbls
Receptions
C3 Procor
Alberta
Manitoba
Regina
Ontario
Capacité du réseau de Cochin
Hiver: 94 mbpj ou 14,94 m3pj
Eté: 90 mbpj ou 14.31 m3pj
Terminal de livraison
de propane de Carrington
MP 789
Terminal de livraison
de propane de Benson
MP 1010
Terminal de livraison
de propane de Mankato
MP 1127
Terminal de livraison
de propane de New Hampton
MP 1240
Jonction
Mapco West
MP 1130
Jonction
Mapco East
MP 1342
Jonction
HTI Clinton
MP 1386
Terminal de stockage
de Windsor
C2 0.9 mmbbls
interface 0.1 mmbbls
Jonction
Riga
MP 1764
Sarnia
(Srnia)
P33(640
MP 1902
Terminal de livraison
de propane de Milford
MP 1646

Annexe IV

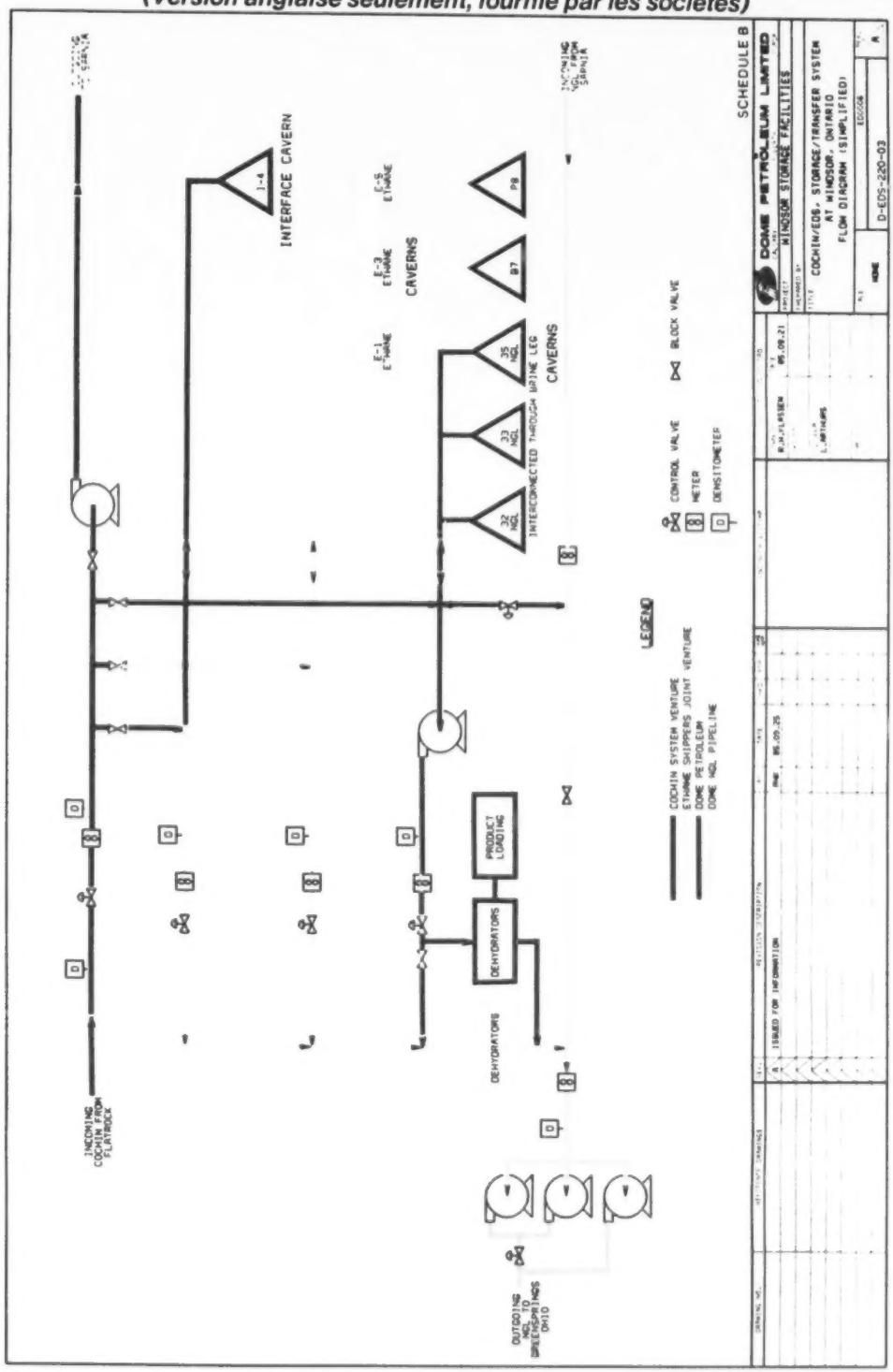

Réseau de livraison de l'est
et réseau de Cochin
Lac Huron
P/L Kalkaska
(Shell)
Sarnia
Marysville
Jonction
Lambton
Cochin
RLE
Lac
St. Clair
Detroit
Windsor
Croisement de la
rivière Detroit
Station de
comptage Flatrock
P/L 12" double
Station de
pompage Riga
P/L Cochin
Station de pompage
de Windsor
Lac Erie
Usine de gaz
Columbia
Green Springs
Schema de la
station Riga
LEGENDE
USINE DE FRACTIONNEMENT
STOCKAGE SOUTERRAIN
STATION DE POMPAGE
STATION DE COMPTAGE

Annexe V


Pipelines
de la zone de Sarnia
24" IPPL (alimentation)
6" IPPL
(GPL)
IPPL
Usine de
Sarnia
(Lakehead)
IPPL (30")
8" Kalkaska
Esso Pet. Co.
Esso Chem.
4" GPL (HOL)
6" EP
8" IPPL
(Cond.)
Riv. St. Clair
Polysar
8" GPL
8" (Cond.)
12"
Dow
4" GPL
Stn de pompage
Marysville
Stn de pompage
Sarnia
Sun
Buckeye
Stn Vidal St.
Sun Cdn
Pipeline
8"
8" Kalkaska (LGN)
5"
5"
8" Cond
8"
Dow
12" C2=
Jonction
Lambton
4" C3
Consumers
Shell
6" Petrosar (Cond.)
St. Clair
Petrosar
4" Petrosar (GPL)
8" (P/L Sun) Débranché
12" Cochin (C2=)
Flat Rock
12" Cochin
Windsor
10" Windsor RLE
12" RLE
Marathon
(P/L Buckeye)
Woodhaven
Riga
Riv. Detroit
12" Cochin
Columbia
Green Springs

Annexe VI

INSTALLATIONS DE STOCKAGE DE WINDSOR

Document déposé faisant partie des pièces justificatives nº 17 (Dome) et nº 19 (Cochin)

(Version anglaise seulement, fournie par les sociétés)